92-07273/

GEOLOGICAL SURVEY OF CANADA
PAPER 92-8

PETROLEUM RESOURCES OF THE JEANNE D'ARC BASIN AND ENVIRONS, GRAND BANKS, NEWFOUNDLAND

PART I: GEOLOGICAL FRAMEWORK

I.K. Sinclair, K.D. McAlpine, D.F. Sherwin, and N.J. McMillan

PART II: HYDROCARBON POTENTIAL

G.C. Taylor, M.E. Best, G.R. Campbell, J.P. Hea, D. Henao, and R.M. Procter

1992

©Minister of Supply and Services Canada 1992

Available in Canada through authorized bookstore agents and other bookstores

or by mail from:

Canada Communication Group — Publishing , Ottawa, Canada K1A 0S9

and from: Geological Survey of Canada offices:

601 Booth Street, Ottawa, Canada K1A 0E8
3303-33rd Street N.W.,, Calgary, Alberta T2L 2A7

A deposit copy of this publication is also available for reference
in public libraries across Canada

Cat. No. M44-92/8
ISBN 0-660-57086-6

Price subject to change without notice

Critical readers

Richard R. Boudreau
Fred H. Trollope

Editor

Linda Reynolds

Typesetting and layout

Maria Jacobs
Lisa Cheung
Patricia Greener

Illustrations

Contracted through the Institute of Sedimentary and Petroleum Geology

Authors' addresses

I.K. Sinclair and D. Henao
Canada–Newfoundland Offshore Petroleum Board
140 Water Street
St. John's Newfoundland A1C 6H6

M.E. Best
Pacific Geoscience Centre
Geological Survey of Canada
Sidney, British Columbia V8L 4B2

G.R. Campbell
National Energy Board
311 - 6th Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 3H2

J.P. Hea
International Development Research Centre
250 Alberta Street
Ottawa, Ontario K1G 3H9

K.D. McAlpine
Atlantic Geoscience Centre
Dartmouth, Nova Scotia
B2Y 4A2

N.J. McMillan
Institute of Sedimentary and Petroleum Geology
3303 - 33rd Street N.W.
Calgary, Alberta T2L 2A7

R.M. Procter and G.C. Taylor
PRAS Consultants
100 Discovery Place One
3553 - 33rd Street N.W.
Calgary, Alberta T2L 2A7

D.F. Sherwin
R.R. #1
Balderston, Ontario
K0G 1A0

Manuscript submitted: 90.12.11
Approved for publication: 90.12.11

CONTENTS

ABSTRACT i

PART I: GEOLOGICAL FRAMEWORK

INTRODUCTION 1

REGIONAL GEOLOGY 1
General setting of the Jeanne d'Arc Basin 1
Stratigraphy of the Jeanne d'Arc Basin 2

HYDROCARBON ENTRAPMENT MODEL 2
Source rocks 2
Oil migration 5
Timing of generation 7

EXPLORATION HISTORY 7
Introduction 7
Land acquisition 10
Geophysical exploration and coring 11
Drilling 11
Significant discoveries 12
Hibernia 12
Ben Nevis 15
South Tempest 15
Hebron 16
Nautilus 16
North Dana 16
Terra Nova 16
Trave 17
South Mara 17
Whiterose 17
West Ben Nevis 17
Mara 18
North Ben Nevis 18
Fortune 18
Springdale 18

PETROLEUM GEOLOGY AND PLAYS 18
Trans-Basin Fault Trend Group 18
Jeanne d'Arc Formation 19
Hibernia Formation 19
Catalina Formation 23

Eastern Shoals Formation 24
Avalon/Ben Nevis formations 25
Basin Margins Group 26
Jeanne d'Arc Formation 26
Hibernia Formation 27
Avalon/Ben Nevis formations 29
Ridge Group 30
Outer Ridge 30
North Ridge 31
North Jeanne d'Arc Basin Group 32
Salt diapirs 33
Fault structures 34
Stratigraphic Traps Group 35
Jeanne d'Arc Formation pinch-out 35
Subcrop of Lower Cretaceous sandstone 36
Shale-bounded sandstone 37

ESTIMATES OF TOTAL RESOURCES 38

PART II: HYDROCARBON POTENTIAL

INTRODUCTION 39

GEOLOGICAL SETTING 39

PETROLEUM GEOLOGY 39

ESTIMATES OF PETROLEUM RESOURCES 40

JEANNE D'ARC BASIN AND ENVIRONS ENDOWMENT 40
Trans-Basin Fault Trend Group 41
Endowment 41
Basin Margins Group 42
Endowment 42
Ridge Group 43
Endowment 43
North Jeanne d'Arc Basin Group 43
Endowment 43
Stratigraphic Traps Group 44
Endowment 45

COMPARISON WITH PREVIOUS ESTIMATES 45

SUMMARY AND CONCLUSIONS 45

REFERENCES 46

ILLUSTRATIONS

FIGURES

1. Sedimentary basins offshore eastern Newfoundland 3
2. Jeanne d'Arc Basin, well locations, and sediment thickness 4
3. Schematic section across Jeanne d'Arc Basin 5
4. General stratigraphy of the Jeanne d'Arc Basin 5
5. Rock-Eval results from Rankin M-36 and Panther P-52 6
6. Pressure *vs.* depth plot for six wells in Jeanne d'Arc Basin 7
7. Transit times and pressure for some Hibernia rocks 8
8. Maturity map of Egret Member 9
9. Land holdings, mid-1967 10
10. Land holdings, mid-1989 10
11. Seismic activity 12
12. Drilling activity 13
13. Classification of plays, record of discoveries 20
14. Trans-Basin Fault Trend, Jeanne d'Arc objective area 22
15. Trans-Basin Fault Trend, Jeanne d'Arc trap type 22
16. Trans-Basin Fault Trend, Hibernia objective area 22
17. Trans-Basin Fault Trend, Hibernia trap type 22
18. Trans-Basin Fault Trend, Catalina objective area 23
19. Trans-Basin Fault Trend, Catalina trap type 23
20. Trans-Basin Fault Trend, Eastern Shoals objective area 24
21. Trans-Basin Fault Trend, Eastern Shoals trap type 24
22. Trans-Basin Fault Trend, Avalon/Ben Nevis objective area 25
23. Trans-Basin Fault Trend, Avalon/Ben Nevis trap type 25
24. Basin Margins, Jeanne d'Arc objective area 27
25. Basin Margins, Jeanne d'Arc trap type 27
26. Basin Margins, Hibernia objective area 28
27. Basin Margins, Hibernia trap type 28
28. Basin Margins, Avalon/Ben Nevis objective area 29
29. Basin Margins, Avalon/Ben Nevis trap type 29
30. Outer Ridge objective area 30
31. Outer Ridge trap type 30
32. North Ridge objective area 32
33. North Ridge trap type 32
34. North Jeanne d'Arc, salt diapir objective area 33
35. North Jeanne d'Arc, salt diapir trap type 33
36. North Jeanne d'Arc, fault structures objective area 34
37. North Jeanne d'Arc, fault structure trap type 34
38. Stratigraphic traps, Jeanne d'Arc pinch-out objective area 35
39. Stratigraphic traps, Jeanne d'Arc trap type 35
40. Stratigraphic traps, subcrop of Lower Cretaceous sandstone objective area 36
41. Stratigraphic traps, subcrop of Lower Cretaceous sandstone trap type 36
42. Stratigraphic traps, shale-bounded sandstone objective area 37
43. Stratigraphic traps, shale-bounded sandstone trap type 37

44. Sketch map showing boundaries of the exploration play groups and location of major discoveries 40
45. Distribution of estimates of total basin endowment 41
46. Distribution of estimates of total endowment for the five plays of the Trans-Basin Fault Trend Group 41
47. Distribution of estimates of total endowment for the Trans-Basin Fault Trend Group 42
48. Distribution of estimates of total endowment for the three plays of the Basin Margins Group 42
49. Distribution of estimates of total endowment for the Basin Margins Group 43
50. Distribution of estimates of the total endowment of the structural plays illustrating the numbers and portions of the endowment expected to occur in pools of specified class sizes 46

TABLES

1. Discoveries in the Jeanne d'Arc Basin and environs 14
2. Discovered resources of oil, gas and natural gas liquids (ethane and higher) 44
3. Summary of expected values of discovered oil resources and potential listed by exploration play group in the Jeanne d'Arc Basin 45

ABSTRACT

A series of Mesozoic sedimentary basins extends across the broad continental shelf of Newfoundland. So far it has been demonstrated that only the Jeanne d'Arc Basin and environs contain potentially commercial quantities of oil and gas. The development in this area of hydrocarbon source rocks, reservoir rocks, source rock maturity, and hydrocarbon migration and trapping mechanisms was controlled by the cyclic development of extensional forces related to the opening of the North Atlantic Ocean.

Geophysical exploration of the Grand Banks region began in the early 1950s. The first industry seismic program for the Jeanne d'Arc Basin was undertaken by Amoco in 1965. Drilling in the Jeanne d'Arc Basin and environs began in 1971 and, after a hiatus from 1975 to 1978, drilling activity peaked in 1984. A total of 67 wells have been drilled, and over 150 000 km of seismic data have been recorded in the study area to the end of 1989.

In Part I of the report, 15 hydrocarbon exploration plays are defined by area and type of trap and by the lithostratigraphic horizon providing the reservoir facies. In Part II, seismic and well data for each play are used as input data in statistical estimations of the total and remaining hydrocarbon potential of the Jeanne d'Arc Basin and environs.

PART I: GEOLOGICAL FRAMEWORK

INTRODUCTION

Estimates of the oil and gas resources of various regions of Canada are prepared periodically by the Petroleum Resource Appraisal Secretariat of the Geological Survey of Canada. Other agencies involved in this study were Canada Oil and Gas Lands Administration (COGLA), the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board (CNOPB) and the Newfoundland Department of Energy. The estimates were prepared using a probability methodology, in which each of the individual exploration plays of a region being assessed is examined for potential gas and oil resources. The method incorporates objective data derived from exploration drilling and geophysics. In addition, the subjective opinion of informed experts is used, and comparisons are made with analogues elsewhere in Canada or the world. This systematic approach to the evaluation of Canada's resources has been used since 1973, and the last series of estimates for the Jeanne d'Arc Basin and environs was prepared by Procter et al. (1983).

The present report on resources of the Jeanne d'Arc Basin marks a departure from the evaluation process used in 1983. In the earlier evaluations, the primary focus was on the preparation of a gross estimate of the total resources of the region. Over the years, the evaluation process has matured, the methodology has evolved, and the focus has expanded from the simple estimation of resource abundance to one of producing the input data for economic analysis and supply projection.

The number of plays in the Jeanne d'Arc Basin has increased since 1983, and the need for detailed geology-related estimates was recognized. A basin study group was formed to integrate all of the various types of geological, geophysical, sedimentological, geochemical, and historical information. This group consisted of: G.R. Campbell (NEB, Calgary); G. Morrell (COGLA, Ottawa); M.G. Fowler (GSC, Calgary); K.D. McAlpine (GSC, Dartmouth); S. Gower (CNOPB, St. John's); D.F. Sherwin (CNOPB, St. John's); I.K. Sinclair (CNOPB, St. John's); D. Hawkins (Newfoundland Department of Energy, St. John's).

The basin study group was responsible for the report contained herein (Part I). Part II is the actual resource evaluation conducted by a committee nominated by the Petroleum Resource Appraisal Secretariat. This committee consisted of: N.J. McMillan (GSC); R.M. Procter (GSC); G.C. Taylor (GSC); J.P. Hea (EMR); G.R. Campbell (COGLA).

The report (Part I) contains summaries of the general geology and hydrocarbon entrapment models, and is followed by a chapter on the exploration history of the Jeanne d'Arc Basin. The longest chapter deals with petroleum geology and delineation of the types of plays used in the assessment. Part II forms the final chapter and deals with the total resource estimates for the Jeanne d'Arc Basin, including implications of the new estimates with respect to discovery rate and future supply.

REGIONAL GEOLOGY

GENERAL SETTING OF THE JEANNE D'ARC BASIN

Amoco Canada Petroleum Company Ltd. and Imperial Oil Ltd. (1973), Sherwin (1973), Jansa and Wade (1975a, b), McKenzie (1981), Arthur et al. (1982), Hubbard et al. (1985), Grant et al. (1986a, b), Enachescu (1987), Sinclair (1988), Tankard and Welsink (1987), Grant and McAlpine (1990), and McAlpine (1990) have provided reviews of the Mesozoic–Cenozoic tectonic development, sedimentation, and stratigraphy of the continental margin of Newfoundland and of individual hydrocarbon-bearing structures.

The Grand Banks of Newfoundland consist of a floor of continental crust from the Appalachian Orogen that was constructed during the Late Proterozoic through the late Paleozoic. The Mesozoic–Cenozoic development is intimately related to the formation of the Atlantic Ocean and the Labrador Sea. The ocean basins off the eastern margin of North America developed sequentially as seafloor spreading propagated from south to north. In the Atlantic, south of the Grand Banks, seafloor spreading began in the Early Jurassic; in contrast, seafloor spreading did not begin east of the Grand Banks until the middle Cretaceous and extended northwestward to the Labrador Sea by the end of the Cretaceous.

Thus, at least two rift episodes affected the Grand Banks area, the North Atlantic rift (Late Triassic–earliest Jurassic) and the Iberia–Labrador rift (latest Jurassic–middle Cretaceous); these episodes were separated by a tectonically quiet period during the Middle and Late Jurassic.

The series of northeast-trending, elongate Mesozoic basins, including the Jeanne d'Arc Basin, that dominate the subsurface geology of the area (Fig. 1) took their present form during the second rift episode. At that time, the central Grand Banks formed a broad regional arch, the Avalon Uplift. A prominent peneplain, the Avalon unconformity, which developed during the second rift episode, truncates deformed sedimentary strata in the central basins and the intervening basement highs (Figs. 1, 3, 4). The lacuna represents as much as 50 to 60 million years of deformation and erosion over the central Grand Banks, but is laterally equivalent to a suite of unconformities and intervening stratigraphic units of Kimmeridgian to Albian–Cenomanian age in basins flanking the Avalon Uplift (Fig. 4). By the Late Cretaceous, complete continental separation had occurred around the Grand Banks. The whole area then subsided as an intact continental block and was buried beneath a relatively thin cover of undisturbed Upper Cretaceous and Tertiary strata, which underlie the modern shelf and slope.

The Jeanne d'Arc Basin is the deepest of the interconnected Mesozoic depocentres (Figs. 1, 2). The basin is a relatively narrow trough, trending northeast to north into the much larger East Newfoundland Basin.

Figures 2 and 3 illustrate the major tectonic elements of the Jeanne d'Arc Basin and the main features that confine the basin: a stable shelf — the Bonavista Platform — consisting of Tertiary and Upper Cretaceous strata overlying probable pre-Mesozoic rocks; a basin-bounding fault zone between the Jeanne d'Arc Basin and the Bonavista Platform; the north-northeast plunge toward the basin floor — the depocentre; and the Outer Ridge Complex, which is underlain in part by deformed Jurassic rocks equivalent to those in the basin. Deep reflection seismic data in the Jeanne d'Arc Basin reveal that the thickness of strata in the depocentre is actually about 20 km (Enachescu, 1986; Keen et al., 1987). Figures 2 and 3, based on industry seismic records, show a conservative interpretation.

Internally, the Jeanne d'Arc Basin is characterized by a series of trans-basin fault trends. The most prominent of these basin-transecting fault trends reaches from the Hibernia field southeast to the Ben Nevis structure (Fig. 2). Most of these faults terminate below or at the Albian–Cenomanian unconformity, indicating that the structural configuration of the basin was essentially established prior to the Late Cretaceous (Grant et al., 1986a).

STRATIGRAPHY OF THE JEANNE D'ARC BASIN

The stratigraphic units in the Jeanne d'Arc Basin (Fig. 4) include continental red clastic rocks, evaporites (mainly salt), and shallow marine carbonates deposited during the North Atlantic rift episode (Eurydice, Osprey, Argo, and Iroquois formations). Marine shale, carbonate, and minor sandstone were deposited in an epeiric basin during the Middle and Upper Jurassic (Downing, Voyager, and Rankin formations). The Egret Member of the Rankin Formation, an oil source rock (Swift and Williams, 1980; Powell, 1984; McAlpine et al., 1986; Creaney and Allison, 1987; McAlpine, 1990) was deposited during the Kimmeridgian, near the end of the Jurassic epeiric basin stage. Shallow and marginal marine sandstone, shale, and minor carbonate were deposited in the developing graben during the Iberia–Labrador rift episode (Jeanne d'Arc Formation to the Ben Nevis Formation), including most of the proven hydrocarbon reservoirs. Deposition of the widespread "B" Marker limestone corresponds with the onset of a period of relative basin stability, whereas the Albian Ben Nevis Formation was deposited during the last period of deformation to affect the Jeanne d'Arc Basin. Marine shale, chalky limestone, shelf sandstone, and turbidite sequences were deposited on the subsiding passive margin (Dawson Canyon, Wyandot, and Banquereau formations).

HYDROCARBON ENTRAPMENT MODEL

The Jeanne d'Arc Basin is the site of most of the significant oil discoveries off eastern Canada. The potentially commercial hydrocarbon reserves in this basin reflect the favourable combination of a mature, rich, oil-prone source rock, good reservoir beds and hydrocarbon trapping mechanisms, proper timing of trap formation, and good migration pathways.

SOURCE ROCKS

Geochemical studies conducted by the Geological Survey of Canada over the last few years on the oils and sediments of the Jeanne d'Arc Basin have helped to develop a good understanding of hydrocarbon generation there. Data from these studies show that the Egret Member of the Upper Jurassic Rankin Formation is an organic-rich marine shale that is uniquely oil-prone compared to other shales in the stratigraphic column. The data also indicate that most of the oils belong to a common genetic family and that the Egret Member was their source.

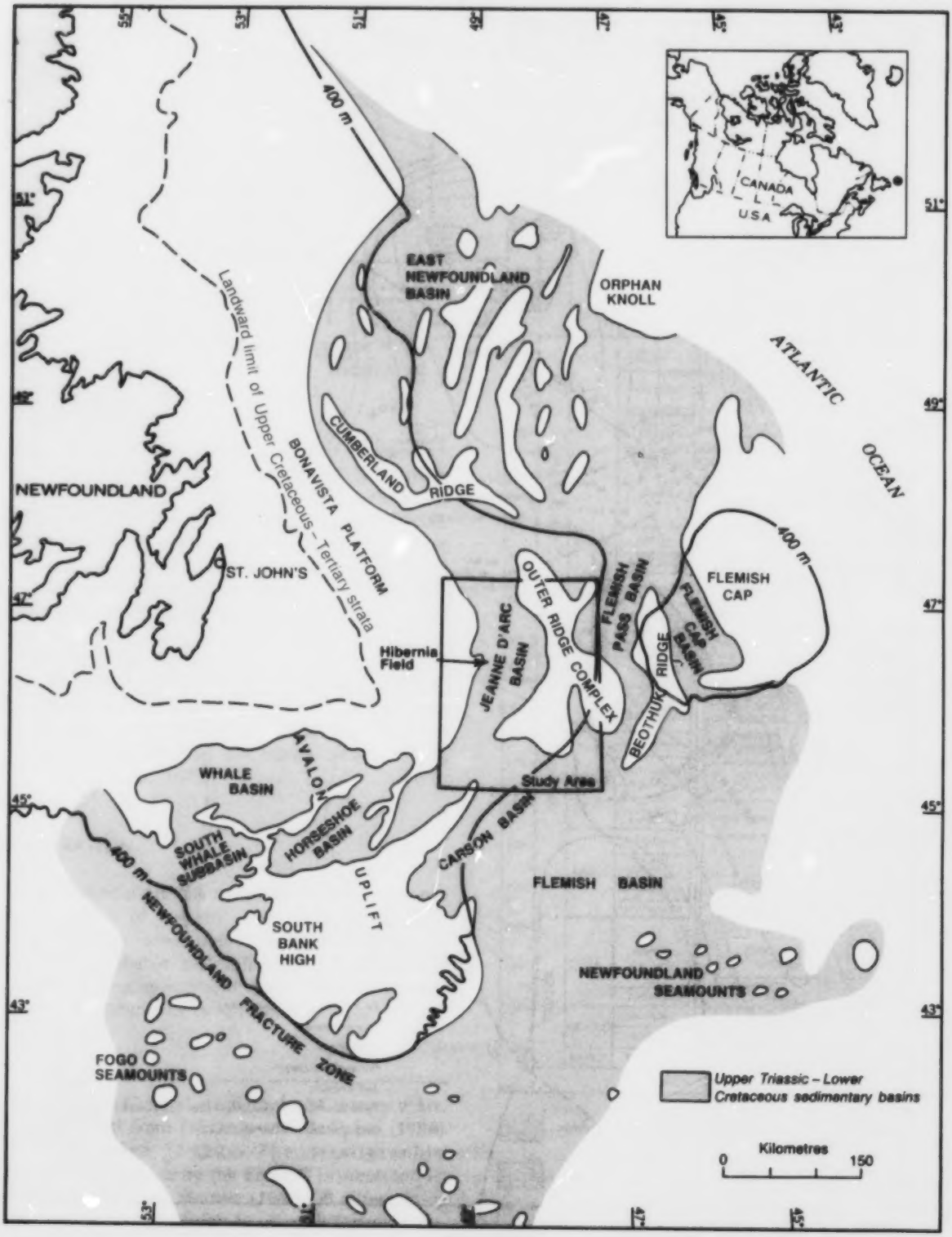

Figure 1. Sedimentary basins of the Grand Banks off Newfoundland. The area outlined in the box was evaluated for petroleum resources and is the area represented in Figure 2.

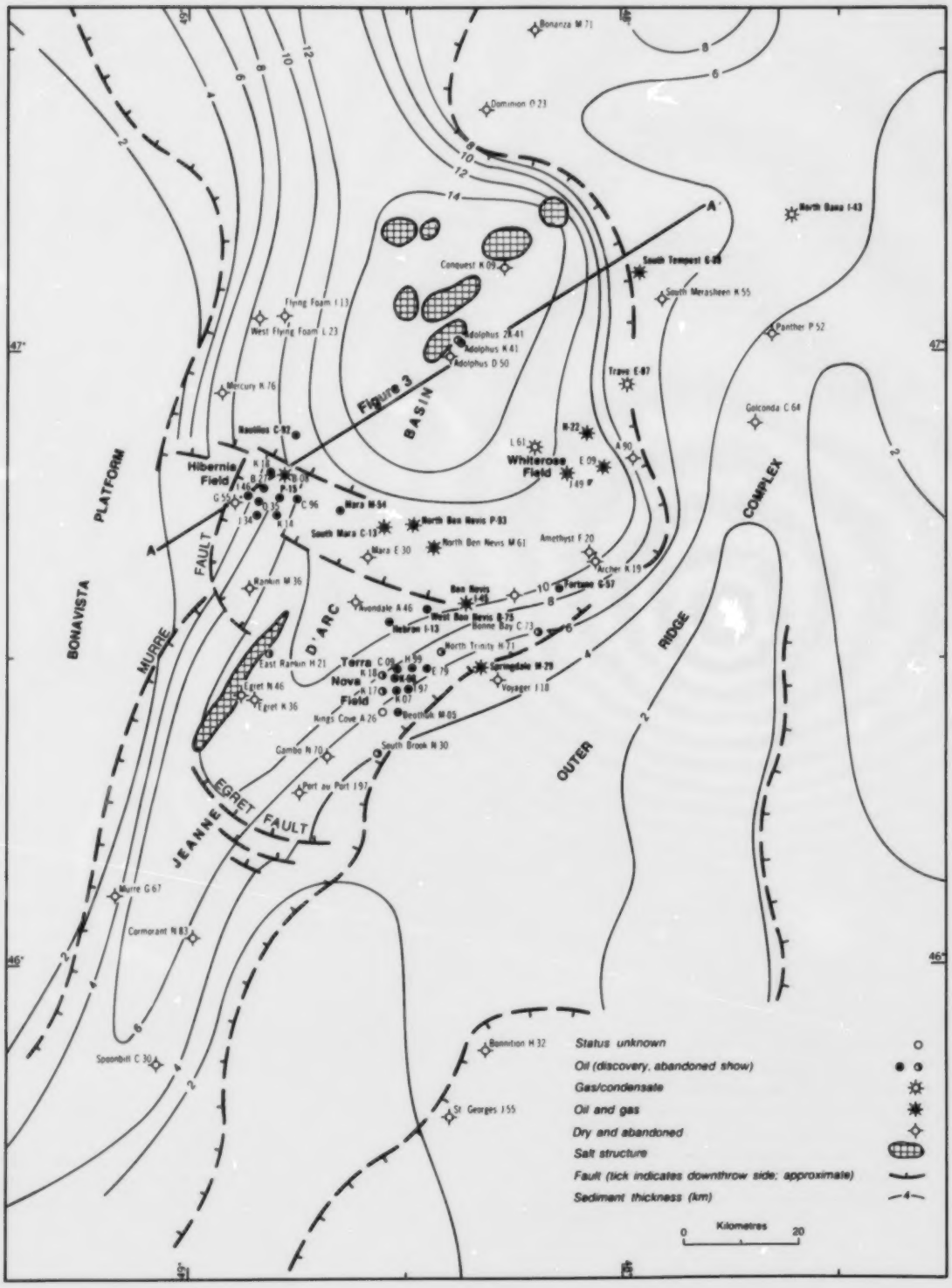

Figure 2. Jeanne d'Arc Basin and environs. All of the wells used in the evaluation are identified. Fifteen discoveries are in bold type. Three important shows are in blue type. See Table 1 and Figure 13 for detailed information. For location of study area see Figure 1.

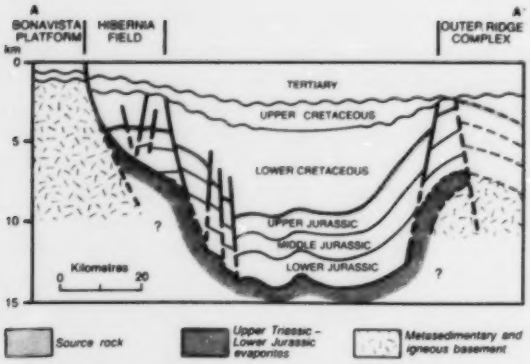

Figure 3. Schematic section across Jeanne d'Arc Basin (from Grant et al., 1986a). Location of section A–A' shown in Figure 2.

Figure 5 shows Rock-Eval results over the source rock intervals for Rankin M-36 and Panther P-52. Similar results have been obtained for several other wells in the area. The Rock-Eval data indicate that the Egret Member is an excellent oil source rock exhibiting relatively minor regional variations in quantity and type of organic material. Rocks exhibiting only limited hydrocarbon generation potential, mainly gas, and which are of restricted geographic extent, have been identified in upper parts of the Voyager and Jeanne d'Arc formations. More sophisticated geochemical techniques for oil–oil and oil–source correlation show, however, that the Egret Member is the overwhelming hydrocarbon contributor (McAlpine et al., 1986; von der Dick et al., 1989).

OIL MIGRATION

Although Jeanne d'Arc oils are similar, they commonly differ in degree of maturity, even between separate pools within the same well (Grant and McAlpine, 1990). It is probable that different episodes of oil migration and emplacement have caused vertical variations in maturity between pools.

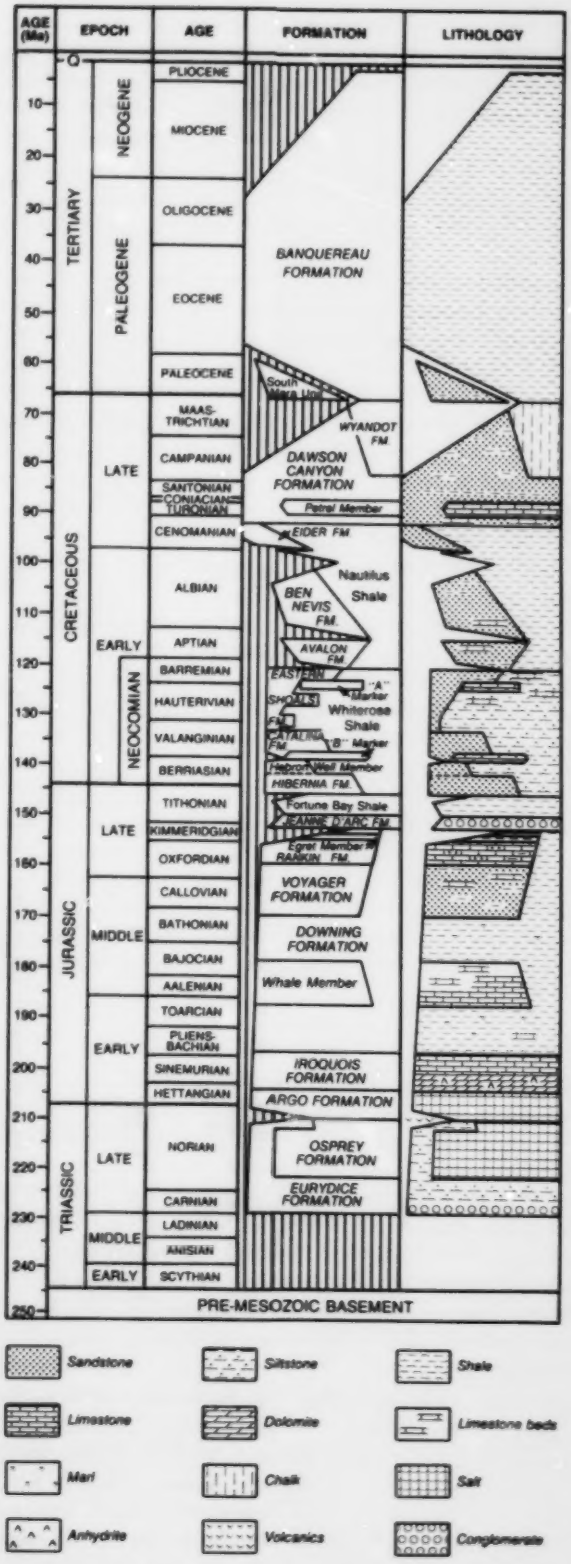

Figure 4. (Right) General stratigraphy of Jeanne d'Arc Basin adapted from Edwards and McAlpine (1988) and McAlpine (1990). The stratigraphic nomenclature in use by the CNOPB is presented in CNOPB (1988) and Sinclair (1988). It differs from that used here. In addition to other differences, the CNOPB does not recognize the presence of a Cenomanian-age Eider Formation sandstone in the Jeanne d'Arc Basin.

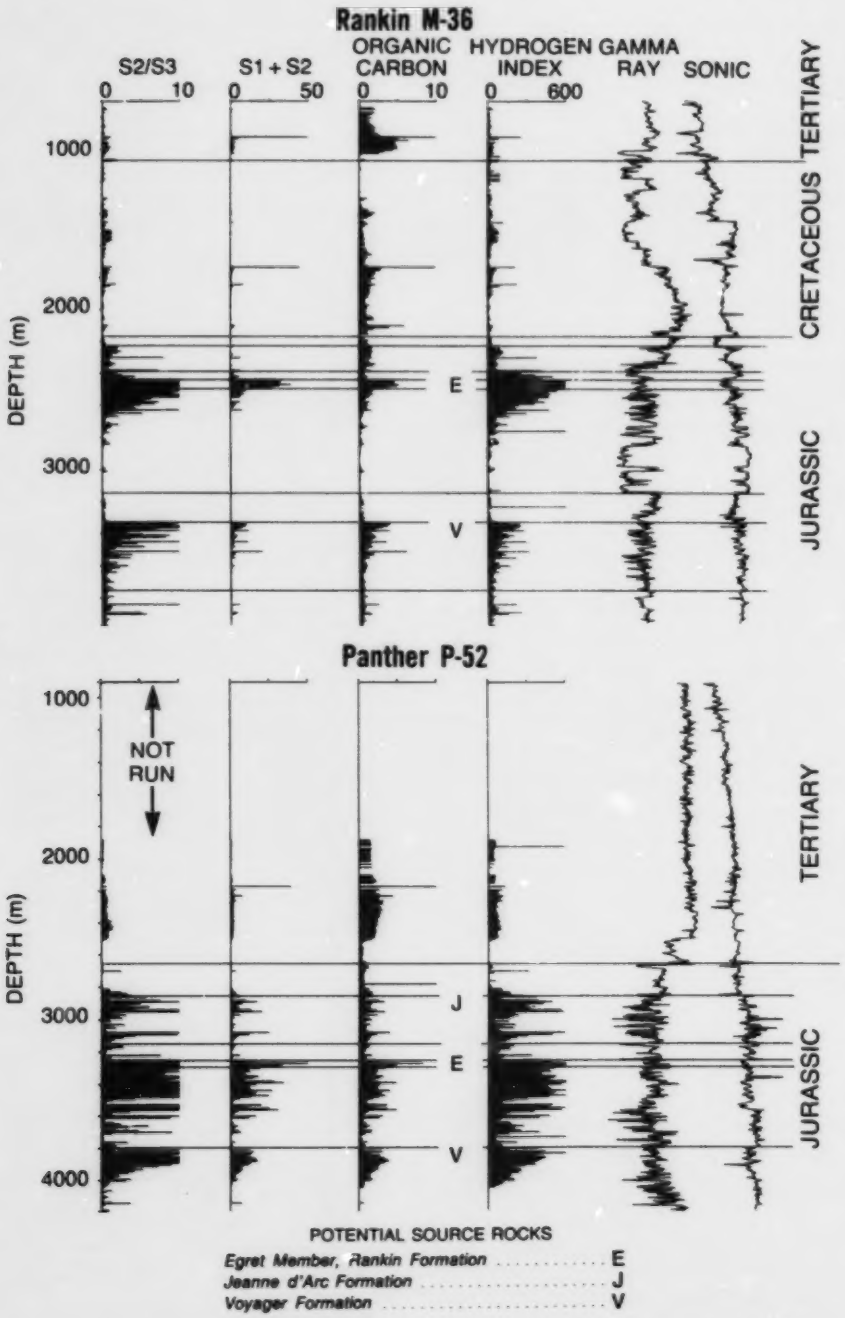

Figure 5. Rock-Eval results of Rankin M-36 and Panther P-52 obtained at the Institute of Sedimentary and Petroleum Geology, Calgary, Alberta. Well locations are shown in Figure 2. There is agreement that the V source bed in Rankin M-36 is Middle Jurassic. However, in Panther P-52 the V level may be Lower Kimmeridgian — as dated by the Bujak Davies Group (1987).

The main mechanism for oil migration may be periodic leakage along faults and fractures that have opened sporadically in response to the buildup of abnormally high fluid pressures. Overpressured zones were encountered in the first six discovery wells in the Jeanne d'Arc Basin (Fig. 6). In fact, three of these wells had to be suspended short of projected total depth when pressures approached the limits of blowout prevention. Hydrocarbons have been discovered in both the normally pressured and overpressured hydrodynamic regimes.

In the Jeanne d'Arc Basin, the top of the overpressured zone occurs generally at or near the top of the laterally continuous Fortune Bay Shale. In all cases studied, the overpressure is associated with shale compaction anomalies observed in plots of sonic transit time as a function of depth (Fig. 7).

The primary cause of the undercompaction is probably rapid loading due to sedimentation during the initial phase of the second period of rift subsidence. Thermal expansion and hydrocarbon generation may have added to the degree of overpressure (Fig. 6). Therefore, at depth, the shear strength of the undercompacted shales steadily decreases until the shales become mobile, causing faults and fractures in the overlying section. These faults and fractures become conduits for fluid escape and oil migration. This process is cyclic, because the faults close after pressure reduction, and re-open when pressure increases.

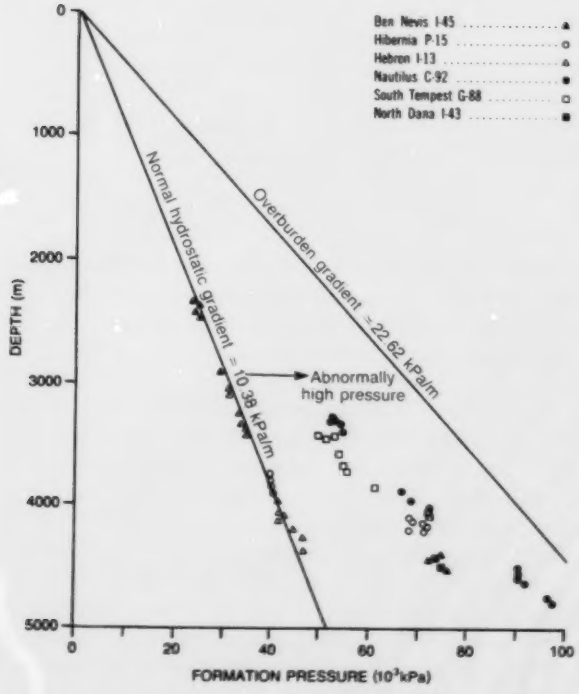

Figure 6. Plot of measured pressure *versus* depth for six discoveries in the Jeanne d'Arc Basin.

TIMING OF GENERATION

The timing of hydrocarbon generation can be estimated by determining when the source rock reached thermal maturity. The onset of oil generation for Type II kerogen occurs at a vitrinite reflectance (R_O) of about 0.5. [The Egret Member contains Type I and Type II organic matter (McAlpine, 1990).] Oil generation reaches a peak at an R_O value of about 0.8, and ends when the value is about 1.2. Figure 8 is a schematic structure map of the top of the source rock, which also shows where the source rock intersects the present day oil generative window. It is obvious that the present "sweet spot" in the Jeanne d'Arc Basin is the area surrounding the depocentre. Because the structural configuration of the Jeanne d'Arc Basin was established prior to the Late Cretaceous, the dominant process has been burial beneath a continuously accreting blanket of prograding uppermost Mesozoic and Tertiary sediments.

Numerical modelling of the timing of oil generation suggests that, near the deepest structures drilled to date, oil generation began about 100 million years ago, approximately when basin structuring was complete, and that peak generation was not reached until about 50 million years ago (McAlpine, 1990).

EXPLORATION HISTORY

INTRODUCTION

The first indication of sedimentary rocks with petroleum potential on the Grand Banks was provided in 1878 by fishermen from New England, who recovered samples of Tertiary-age rocks in their trawls and, at the request of the United States Fish Commission, brought them back home to be analyzed. Verrill (1878) documented these findings and noted that "an extensive Tertiary formation" probably constituted in large part the foundation for the whole of the outer fishing banks extending "from off Newfoundland nearly to Cape Cod".

In the early 1950s and early 1960s, ships of the Lamont Geological Observatory of Columbia University, under

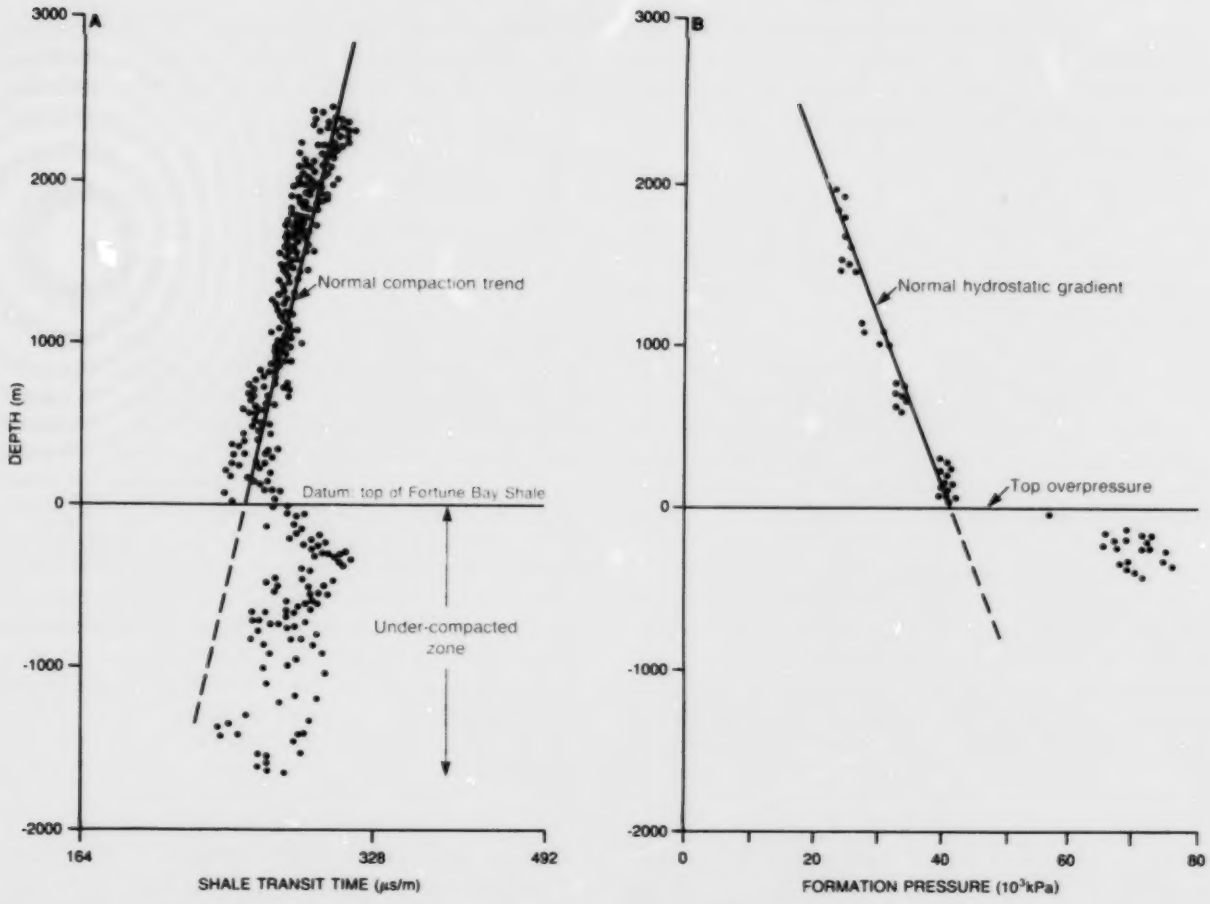

Figure 7. Plots of combined shale sonic transit times (A) and measured pressures in porous rocks (B) for Hibernia wells B-08, B-27, K-18, O-35, P-15. (Modified from Grant et al., 1986a.)

the overall direction of Maurice Ewing, carried out refraction seismic surveys on the northern, central, southwestern, and eastern portions of the Grand Banks (Press and Beckman, 1954; Bentley and Worzel, 1956; Ewing and Ewing, 1959; Sheridan and Drake, 1968). These studies confirmed that portions of the Grand Banks, including the northeast portion where the Jeanne d'Arc Basin is located, were underlain by a thick sedimentary section similar in velocity to rocks of the onshore Atlantic Coastal Plain, with all the implications of a potential petroleum province, including strata of probable Mesozoic as well as Tertiary age.

During this same period (1960–61) Lamont also carried out sea magnetometer surveys over the Grand Banks, and airborne magnetometer surveys were undertaken by the United States Geological Survey and the United States Navy Hydrographic Office (Drake et al., 1963). Canadian government research during this period included sea magnetometer surveys on Grand Banks in 1959 and 1963, and airborne magnetometer surveys over Grand Banks and Flemish Cap in 1963, all by the Geological Survey of Canada (Bower, 1961; Hood and Godby, 1965). Work by the Bedford Institute of Oceanography, which opened in July, 1962, began on the Grand Banks with shipborne gravity studies in 1966, 1967, and 1968, sea magnetometer studies in 1967 and 1968, and seismic refraction studies in 1968. The Fisheries Research Board participated with Lamont Geological Observatory in 1960 and 1961 in refraction surveys on the Grand Banks (Sheridan and Drake, 1968). In 1969, a program of gravity, magnetics, continuous seismic profiling, and bottom dredging and coring was carried out over Flemish Cap and Flemish Pass, and revealed that Precambrian igneous rocks are exposed on the seafloor at Flemish Cap (Grant, 1971).

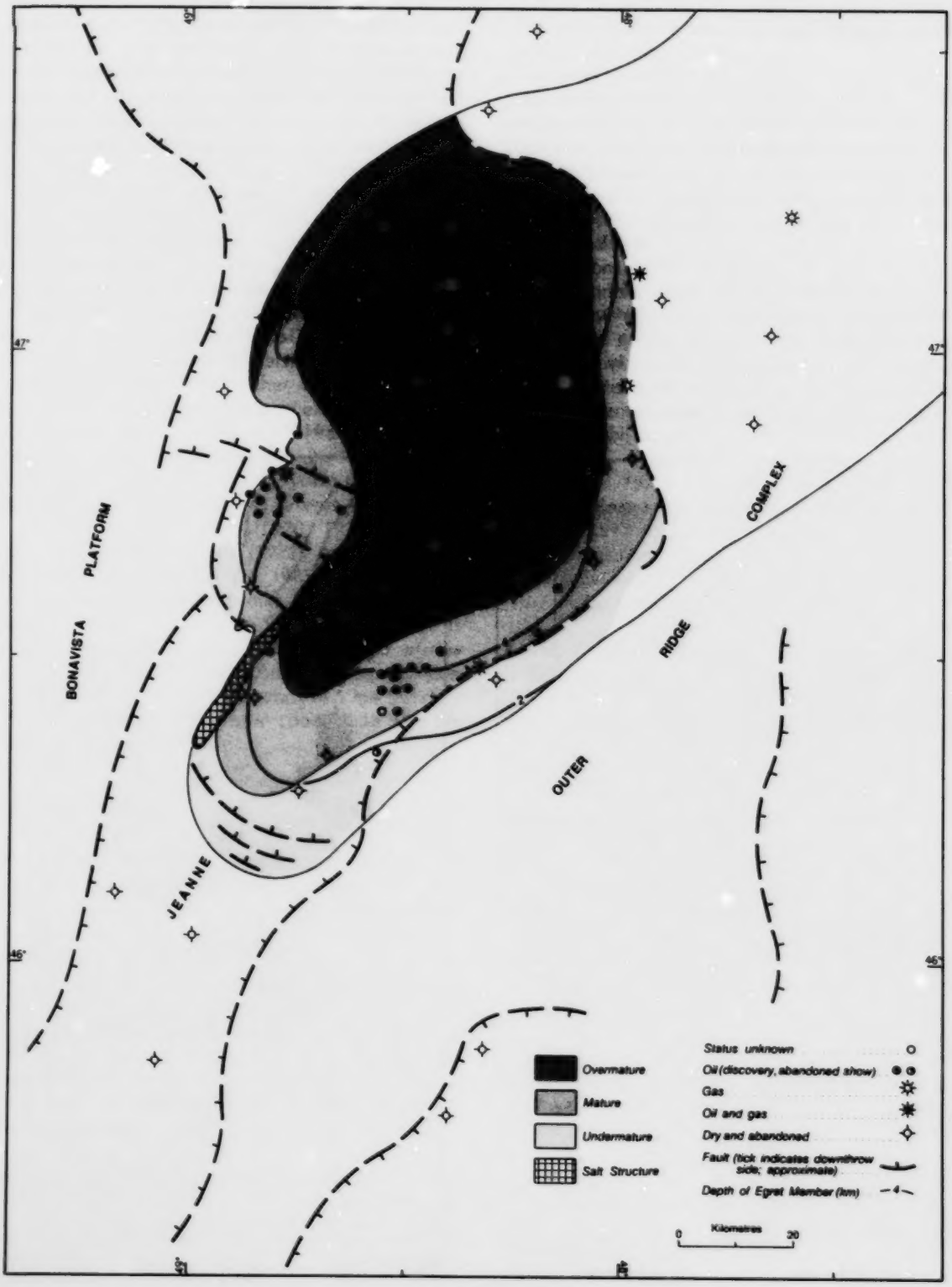

Figure 8. Maturity map of the Egret Member in the Jeanne d'Arc Basin.

LAND ACQUISITION

The first industry interest in the northeast Grand Banks area was manifested in the spring and summer of 1964, when Pan American Petroleum (later Amoco) acquired 12.67 million hectares of federal exploratory permits for oil and gas covering the whole of the Grand Banks from latitude 46°30'N to a water depth of approximately 100 m. Mobil Oil followed in January, 1965, acquiring the adjoining northeast portion of the Banks (5.45 million hectares) to latitude 49°00'N and longitude 51°00'W out to 200 m water depth. Mobil expanded its holdings in June, 1967 to include 1.44 million hectares of fringe lands out to 200 m water depth (Fig. 9). Mobil's land acquisition ultimately included 13 of the 15 significant oil and gas discoveries made on the Grand Banks, including Hibernia.

Amoco was less fortunate and, after drilling 32 consecutive dry holes, surrendered all of its lands by December, 1978, less than a year before the discovery of Hibernia. Petro-Canada subsequently acquired 6 grid areas (213 810 hectares) in the northeast corner of the former Amoco block in May, 1980 under provisions of the 1977 amendments to the Canada Oil and Gas Land Regulations, which gave Petro-Canada direct access to Crown reserve lands on a first right of refusal basis. During the 1980s, land holdings remained relatively stable. Companies exercised drilling options and renegotiated land holdings for a second term. Two exploration licenses were issued in 1989: one to BP and partners, the other to Petro-Canada and partner. The 1989 land picture is shown in Figure 10.

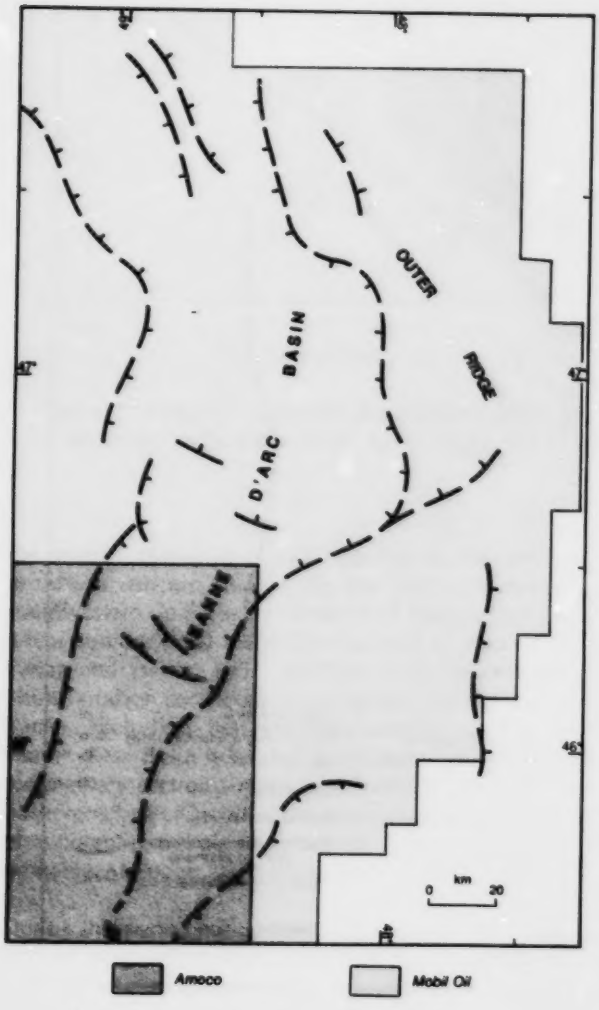

Figure 9. Land holdings, mid-1967.

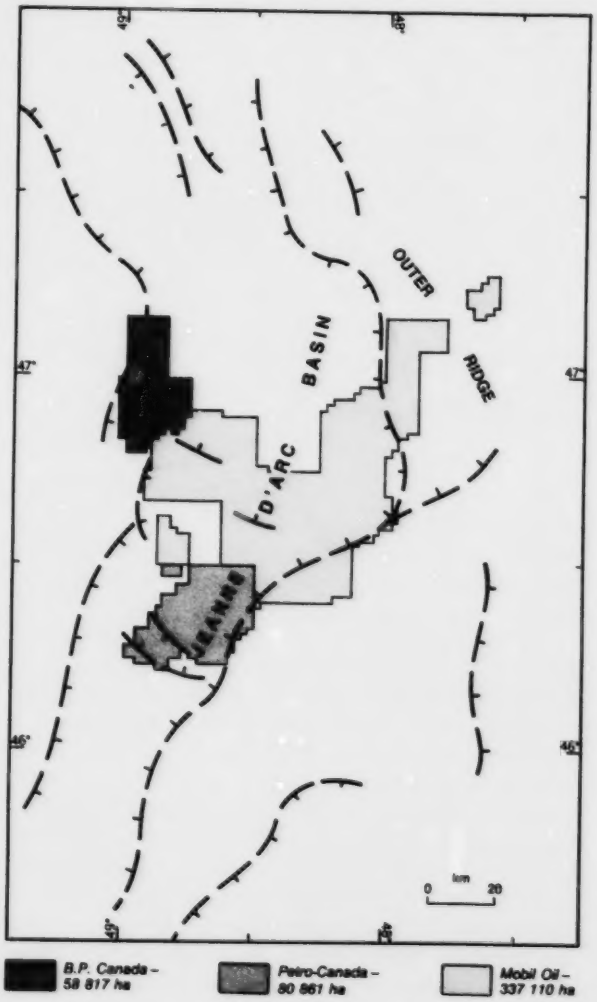

Figure 10. Land holdings, mid-1989.

GEOPHYSICAL EXPLORATION AND CORING

Geophysical exploration on Amoco's lands commenced in 1965 with seismic surveys that continued in almost every year until 1974. A deep corehole program combined with sample dredging and piston coring was carried out in 1965 on the central Grand Banks. A marine geochemical survey for detection of gas seeps was also carried out in 1965, in conjunction with the seismic program for that year.

Mobil undertook its first seismic exploration in 1966, and followed up with surveys in 1968 and in most subsequent years to 1984. Petro-Canada carried out annual seismic programs on its lands south of Hibernia in the period 1980–1984. Other companies undertaking seismic studies in the northeast Grand Banks area included Chevron (1979, 1980, 1981), Gulf (1980, 1981), ICG (1982), Canterra (1982, 1983), Husky (1981, 1982, 1984, 1985), Pan Canadian (1981, 1984), and Soquip (1983). Speculative surveys were carried out by Catalina Exploration (1970, 1971), Digicon (1970, 1972), Seiscan Delta (1972), and GSI (1971, 1972, 1980, 1981, 1982, 1984, 1985, and 1986). The seismic activity of all companies in the area of the Grand Banks and Outer Ridge from 1966 to 1988 is shown in Figure 11. More than 150 000 km of seismic data were acquired in this area. Airborne magnetometer surveys by industry were undertaken in 1964 (Amoco) and 1985 (Chevron), the latter in cooperation with the Geological Survey of Canada.

DRILLING

Drilling in the northeast Grand Banks area began in July, 1971 with the spudding of the Amoco Imperial Murre G-67 well in the southern portion of the Jeanne d'Arc Basin. Amoco drilled four additional wells in the basin, and completed their program there in August, 1974 with termination of their Egret N-46 well. These holes were part of a 32-well drilling program on Amoco's extensive Grand Banks land holdings between June, 1966 and January, 1975. All wells were abandoned as dry holes. However, a thick hydrocarbon source rock was encountered in the Egret K-36 well (Swift and Williams, 1980).

Mobil commenced drilling on its northeast Grand Banks lands in November, 1972, with the Adolphus K-41 well, located on a piercement salt dome in the northern Jeanne d'Arc Basin (Fig. 2). From the twin to this first well, Adolphus 2K-41, 31° API oil flowed during testing in September, 1973 at the rate of 43 m^3/d. Although this was not a commercial find, it was the first clear demonstration of oil potential from a well on the Grand Banks.

Mobil followed up with three additional exploratory wells, including the first wildcat on the Outer Ridge, Dominion 0-23, and an unsuccessful follow-up well on the Adolphus structure. Mobil completed this phase of its drilling program in January, 1975, on the same day that Amoco terminated their Grand Banks drilling program farther south.

Following this rather discouraging round of drilling mostly dry holes, including nine wells in the Jeanne d'Arc Basin and one on the Outer Ridge, activity in the area went into a slump, with no drilling and very little seismic activity for four and a half years. Although Amoco's lands were allowed to expire during this period, Mobil sought the means to retain its holdings.

In January, 1978, most of Mobil's northeast Grand Banks exploratory permits expired and, in accordance with the 1977 amendments to the Canada Oil and Gas Land Regulations, four special renewal permits (SRPs) were negotiated for these same lands, now reduced to 1.67 million hectares after high-grading.

Under the new terms of the regulations, two factors were significant in determining subsequent events. Firstly, a well had to be drilled on each of the four SRPs over a four-year period. Secondly, Petro-Canada had the option to acquire a 25 per cent working interest in these lands; this they proceeded to do. Given the results of previous drilling, Mobil was reluctant to proceed on its own, and went the "farmout" route. The first of the required wells, Hibernia P-15, was spudded in May, 1979, with Chevron, Columbia Gas, and Gulf (Gulf had previously been a 25 per cent partner with Mobil) assuming Mobil's share of costs on a farm-in basis, and Petro-Canada participated at its full 25 per cent interest. On September 21, 1979, Chevron reported that its Hibernia wildcat had flowed 32° API oil on test.

Subsequent testing of two shallower zones also yielded good flow rates. In January, 1980, after final testing, the well was reported to be capable of producing at the rate of 3180 m^3/d, the most productive oil well in Canada to that date.

The success at Hibernia, of course, ushered in a whole new phase of oil exploration in offshore Newfoundland, a phase which is now coming to a close. Since Hibernia P-15, 27 wildcats have been drilled in the Jeanne d'Arc Basin, resulting in 11 more discoveries of oil, or oil and gas, at a discovery rate of

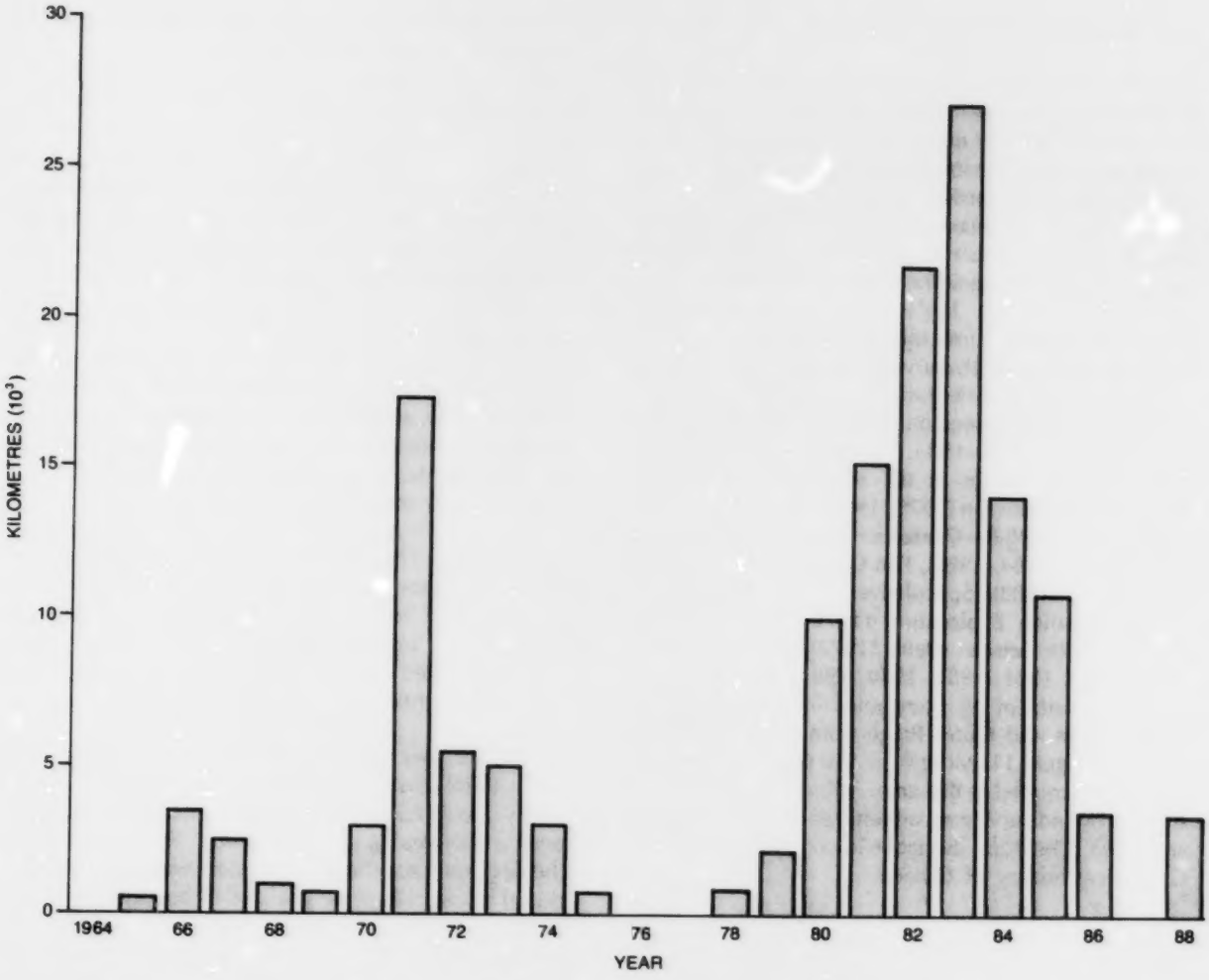

Figure 11. Amount of seismic activity by year in the Jeanne d'Arc Basin and Central Ridge area, 1964–1988.

close to 2 in 5. Twenty-one delineation wells have been drilled during the same period, including 9 at Hibernia, 6 at Terra Nova, 4 at Whiterose, 1 at North Ben Nevis and 1 at Hebron. In addition, 8 new wildcats have been drilled on the Outer Ridge, resulting in one discovery of oil and gas and two of gas, none of which has been followed up by delineation wells. This drilling activity is indicated in Figure 12.

SIGNIFICANT DISCOVERIES

As the above drilling summary notes, there have been 15 significant hydrocarbon discoveries made in the review area, including 12 in the Jeanne d'Arc Basin (6 oil, 6 oil and gas) and 3 on the Outer Ridge (2 gas, 1 oil and gas). These are described below in chronological order of their discovery. Estimates of recoverable resources in these discoveries are shown in Table 1 (CNOPB, 1989). Their locations are highlighted in Figure 2.

Hibernia

The Hibernia field located on the western flank of the Jeanne d'Arc Basin was discovered in 1979 by Chevron with the drilling and testing of the Chevron et al. Hibernia P-15 well. Tests of three separate sandstone zones in the well produced the following results: 90 m^3/d of 31.4° API oil from 5 m of net pay in the Jeanne d'Arc Formation at 4413–4434 m; up to

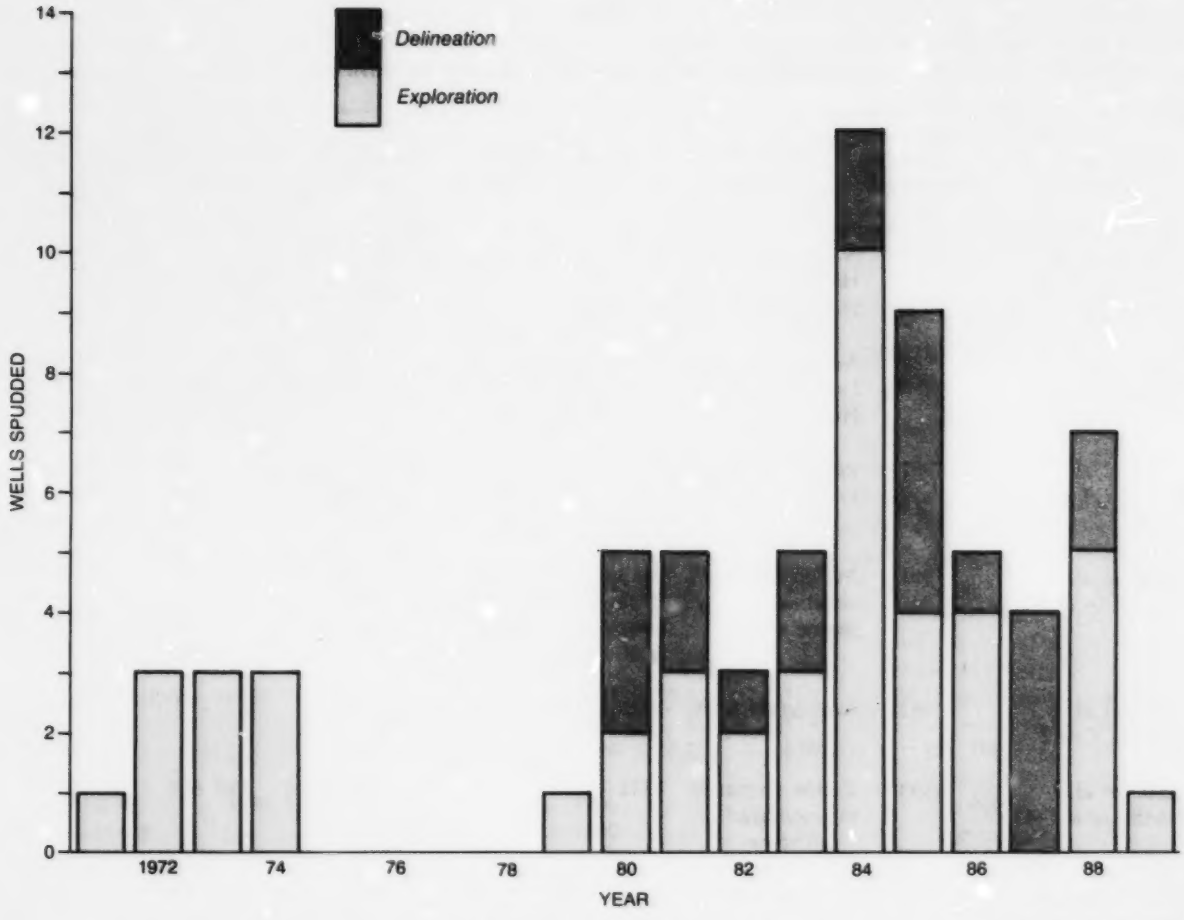

Figure 12. Number of wells drilled per year in the Jeanne d'Arc Basin area, 1971–1989.

592 m^3/d of 32.3–33.5° API oil from 47 m of net pay in the lower zone of the Hibernia Formation at 3742–3858 m; and 185 m^3/d of 30.1° API oil from 8.2 m of net pay in the Avalon/Ben Nevis formations at 2422–2443 m.

The structure that was tested by the Hibernia P-15 well was formed by Tithonian to Lower Cretaceous rollover into the major basin-bounding Murre Fault, combined with Aptian–Albian northwest-southeast listric faulting along the Trans-Basin Trend.

After the discovery at Hibernia P-15, nine delineation wells were drilled. One of these, G-55, was dry and defined the southwestern limit of the field against the Murre Fault. Drilling has indicated a probable oil/water contact in the Avalon/Ben Nevis reservoir at 2602 m depth, and two separate oil/water contacts in the Hibernia reservoir, at 3862 m in P-15, and at 3930 m in K-14 and B-27. A condensate-rich gas cap was encountered in the Hibernia reservoir in the B-08 well above 3544 m depth.

Most of the oil reserves in the field (69–76%) are contained in the Upper Jurassic (Tithonian) to Lower Cretaceous (Berriasian) Hibernia reservoir, a fluviodeltaic sequence of stacked channel sandstones with good lateral and vertical continuity. Most of the remaining reserves are in the Lower Cretaceous (Barremian to Albian) Avalon/Ben Nevis reservoir, a more complex sequence of offshore bars, storm deposits, and sheet-type sands that exhibit rapid lateral changes in thickness and reservoir quality. Only minor, probably noneconomic oil accumulations have been found in the Jeanne d'Arc and Catalina reservoirs.

TABLE 1

Discoveries in the Jeanne d'Arc Basin and environs

Discovery Well (Operator)	Year Discovered	Reservoir Formation	Interval (m)	Net Pay (m)	Recovery Oil (m^3/d)	Recovery Gas (m^3/d)	Oil/ Condensate Gravity (°API)
Chevron et al. Hibernia P-15 (Mobil)	1979	Avalon/Ben Nevis	2422-2443	8.2	185	–	30
		Hibernia	3742-3858	47	592	–	32-33.5
		Jeanne d'Arc	4413-4434	5	90	–	31
Mobil et al. Ben Nevis I-45	1980	Avalon/Ben Nevis	2378-2445	–	Minor	–	20-25
		Eastern Shoals	2883-2894	4	condensate 42	282 569	48
		Hibernia	4535-4550	15	254	340 311	39
Mobil et al. South Tempest G-88	1981	Rankin Formation	3826-3834	5	23	45	39
		Kimmeridgian sandstone	4041-4049	5	30	9 684	41
			4109-4117	2	199	140 734	42
Mobil et al. Hebron I-13	1981	Avalon/Ben Nevis	1863-1915	36	121	–	19
		Hibernia	2923-2940	31	354	–	29
		Jeanne d'Arc	3842-3857	5	488	–	31
			4368-4381	5	–	369	36
Mobil et al. Nautilus C-92	1982	Avalon/Ben Nevis	3325-3336	5.6	418	–	31
Mobil et al. North Dana I-43	1983	Rankin Formation Kimmeridgian sandstone	4536-4548	10.4	Condensate 46	361 606	53
Petro-Canada et al. Terra Nova K-08	1984	Jeanne d'Arc (upper reservoir)	3329-3336	4	174	–	32
		Jeanne d'Arc (main reservoir)	3380-3423	41	616	–	33
		Rankin Formation	3530-3544	8	104	–	32
Canterra PCI et al. Beothuk M-05 (step out from Terra Nova in a separate reservoir)	1985	Jeanne d'Arc (upper reservoir)	3022-3061	8.5	228	17 390	29
Husky-Bow Valley et al. Trave E-87	1984	Hibernia	2144-2248	9	Condensate 83	506 871	69
Mobil et al. South Mara C-13	1984	Avalon/Ben Nevis	2926-2932	27.4	Condensate 105	399 261	59
			2952-2958	6.2	276	–	35
Husky-Bow Valley et al. Whiterose N-22	1984	Avalon/Ben Nevis	2663-2695	34.8	Condensate 107	604 734	56
		Eastern Shoals	2725-2727	1.5	–	40 125	–
		Hibernia	3542-3575	7.6	87	–	32

Discovery Well (Operator)	Year Discovered	Reservoir Formation	Interval (m)	Net Pay (m)	Recovery Oil (m^3/d)	Recovery Gas (m^3/d)	Oil/ Condensate Gravity (°API)
Husky–Bow Valley et al. Whiterose L–61 (step out from N–22 in a separate reservoir)	1986	South Mara unit (Paleocene)	2527–2534	5	Condensate 69	336 970	70
Petro-Canada et al. West Ben Nevis B–75	1985	Avalon/Ben Nevis	2002–2015	4.2	97	–	28
		Eastern Shoals ("A" Marker)	2445–2465	14.6	235	–	23
		Jeanne d'Arc (upper reservoir)	4498–4507	12.8	380	–	34
Mobil et al. Mara M–54	1985	South Mara unit (Paleocene)	1852–1857	5	99	–	22
		Dawson Canyon	2403–2409	3	122	–	20
Husky–Bow Valley et al. North Ben Nevis P–93	1985	Avalon/Ben Nevis	3062–3067	15.4	Condensate 87	479 630	52
			3080–3095	18	447	–	34
Husky–Bow Valley et al. Fortune G–57	1986	Hibernia	3989–4003	7.4	156	–	36
			4031–4040	6	134	–	35
		Rankin	4417–4429	6.2	678	151 189	35
Texaco et al. Springdale M–29	1989	Confidential	~1300	–	–	331 000	–
		Confidential	~1500	–	62	–	14

Ben Nevis

The Ben Nevis discovery was made in mid-1980 by drilling and testing of the Ben Nevis I-45 well located in the Jeanne d'Arc Basin, 36 km southeast of Hibernia. The well flowed 39° API oil at 254 m^3/d from 15 m of net pay in Hibernia Formation sandstone at 4535–4550 m, with gas at 340 311 m^3/d. A zone in the Eastern Shoals Formation at 2883–2894 m with 4 m of net pay flowed gas at 292 569l m^3/d with 48.1° API condensate at 42 m^3/d. Four tests were run in the Ben Nevis Formation sandstone at 2378–2445 m, but only minor amounts of oil were recovered in the test string.

The structure tested is a domal closure on the tilted, downthrown side of a synthetic, listric fault, part of the Trans-Basin Fault Trend. Reservoir quality in the Hibernia Formation is low, due to increased cementation with depth of burial.

The very fine grained and shaly upper portion of the Ben Nevis Formation is thick due to deposition on a subsiding block bounded to the southwest by a then active, down-to-the-basin, listric growth fault.

South Tempest

The South Tempest discovery was made in early 1981 with the drilling and testing of the South Tempest G-88 wildcat well, located on the Outer Ridge 70 km northeast of Hibernia. The well flowed oil and gas on tests of three separate zones within a sandstone facies of the Upper Jurassic Rankin Formation: 199 m^3/d of 42° API oil and 140 734 m^3/d of gas from 2 m of net pay at 4109–4117 m; 30.5 m^3/d of 40.7° API oil and 9684 m^3/d of gas from 5 m of net pay at 4041–4049 m; and 23 m^3/d of 39.4° API oil and 45 m^3/d of gas from 5 m of net pay at 3826–3834 m.

The structure is a tilted fault block on the north plunge of the Outer Ridge, with updip closure provided by a north-dipping fault.

Hebron

The Hebron oil field was discovered in mid-1981 by drilling and testing of the Hebron I-13 wildcat, located in the Jeanne d'Arc Basin, 28 km southeast of Hibernia. The well flowed oil on tests of four separate sandstone zones: 369 m^3/d of 36° API oil from 4.9 m of net pay in the basal Jeanne d'Arc sandstone at 4368–4381 m; 488 m^3/d of 31° API oil from 5 m of net pay in a stray sandstone within the upper Jeanne d'Arc at 3842–3857 m; 354 m^3/d of 29° API oil from 30.9 m of net pay in the Hebron Well Member of the Hibernia Formation at 2923–2940 m; and up to 121 m^3/d of 19° API oil from 35.6 m of net pay in the Ben Nevis Formation at 1863–1915 m.

The Hebron structure is a horst and graben combination along the Trans-Basin Fault Trend. The discovery well was spudded in the graben and intersected the southern bounding fault of the horst within Whiterose shales. The Ben Nevis productive reservoir is thus located within the graben, but the lower three productive reservoirs are within the horst block. The Ben Nevis reservoir remains to be tested on the horst block where there is low risk potential for oil in good quality reservoir sandstone. Low API oil gravities within the Ben Nevis Formation in I-13 are thought to be due to biodegradation or water-washing adjacent to the intersected fault. One delineation well has been drilled on the Hebron structural complex: North Trinity H-71, located within the graben 7 km southeast of the I-13 discovery, was drilled in 1985. The well was a dry hole, with only minor amounts of oil recovered from the lower zone of the Hibernia Formation.

Nautilus

The Nautilus discovery was made in mid-1982 with the drilling and testing of Nautilus C-92, located 6 km north of Hibernia. Oil of 31.3° API flowed at 418 m^3/d on tests of the Avalon/Ben Nevis Formation sandstone (5.6 m net pay) at 3325–3336 m. The structure is the down-dropped, northern portion of the Hibernia rollover anticline, which subsided nearly one kilometre along the Nautilus Fault (part of the Trans-Basin Fault Trend) in Aptian time. The Avalon/Ben Nevis reservoir is overpressured and very poorly developed in the well, which is located on the apex of the structure, but reservoir quality and thickness may improve significantly on the flanks. Deeper objectives were found to be water-bearing.

North Dana

The North Dana discovery was made in late 1983 with the drilling and testing of North Dana I-43, located on the Outer Ridge, 100 km northeast of Hibernia. The well flowed gas at 361 606 m^3/d and 52.7° API condensate at 46.4 m^3/d from 10.4 m of net pay in sandstone facies of the Upper Jurassic (Kimmeridgian) Rankin Formation at 4536–4548 m below KB. The structure is a large, tilted fault block with Jurassic units unconformably overlain by thin bedded Upper Cretaceous limestone (Petrel Member).

Terra Nova

The Terra Nova oil field was discovered in mid-1984 with the drilling and testing of the Terra Nova K-08 wildcat, located on the southeast flank of the Jeanne d'Arc Basin, 39 km southeast of Hibernia. The well flowed oil on tests of three separate sandstone zones: 104 m^3/d of 32.4° API oil from a limited reservoir at the top of the Rankin Formation at 3530–3544 m; 616 m^3/d of 33.4° API oil from 41 m of net pay in the Jeanne d'Arc Formation at 3380–3423 m; and 174 m^3/d of 32.5° API oil from 4 m of net pay in another zone in the Jeanne d'Arc Formation at 3329–3336 m.

The Terra Nova structure is a north-plunging, possibly salt-cored anticlinal nose with a keystone graben at the crest. Closure is provided by the western graben-bounding fault, the north and east flanks of the plunging nose and the pinchout of the Jeanne d'Arc sandstone reservoir to the south. The northern closure is also provided by a large west-northwest trending fault. An oil/water contact in the main Jeanne d'Arc reservoir was encountered at 3415 m in the K-08 well. Subsequent drilling has demonstrated that this contact is restricted to a small block. An oil/water contact for the field has not been drilled but pressure data indicate one at about 3543 m. Eight follow-up wells (two wildcats, six delineation) have been drilled on the Terra Nova structure. Five of the delineation wells were successful in extending oil reserves in the main reservoir horizon, as follows: K-07, drilled in late 1985 in the graben, with 27.8 m of net oil pay; I-97, drilled in early 1986 on the east flank of the nose, with 7.8 m of net oil pay; H-99, drilled in late 1987, also on the east flank, with 37.2 m of net oil pay; E-79, drilled in mid-1988, also on the east flank, with 51 m of net oil pay in the main reservoir and 17.6 m in a shallower,

laterally restricted reservoir; and C-09, drilled in early 1988 in the graben, with 53.4 m of net oil pay in the main reservoir and 7 m in the basal sandstone of the Jeanne d'Arc Formation. One of the follow-up wildcats, Beothuk M-05, located 5 km south of the K-08 discovery well in the graben and tested in early 1985, flowed oil from a separate reservoir in the Jeanne d'Arc, which was not connected with the main field and had limited areal extent. The K-17 wildcat and the K-18 delineation well, both drilled on the west flank of the plunging nose outside of the graben, found the Jeanne d'Arc sandstone zones to be water-bearing.

Trave

The Trave discovery was made in mid-1984 with the drilling and testing of the Trave E-87 well, located on the western margin of the Outer Ridge, 65 km east-northeast of Hibernia. The well flowed gas at rates of up to 506 871 m^3/d on tests of 8.8 m of net pay in the Hibernia Formation between 2144 and 2248 m with 69.3° API condensate at 82.8 m^3/d.

The structure is an east-dipping, tilted fault block, with an updip seal provided by the subcrop of Hibernia sandstone below shale of the Tertiary Banquereau Formation.

South Mara

The South Mara discovery was made in late 1984 with the drilling and testing of the South Mara C-13 wildcat, located in the Jeanne d'Arc Basin, 16 km east-southeast of Hibernia. The well flowed 34.7° API oil at 276 m^3/d from 6.2 m of net oil pay in the Lower Cretaceous Avalon/Ben Nevis Formation at 2952–2958 m. Gas at 399 267 m^3/d and 58.7° API condensate at 105 m^3/d flowed on test of the overlying gas cap at 2926–2932 m (27.4 m of net gas pay).

The structure is an elongated, northeast-dipping fault block, bounded to the southwest by an antithetic fault of the Trans-Basin Trend.

Whiterose

The Whiterose field was discovered in late 1984 with the drilling and testing of the Whiterose N-22 well, located near the east flank of the Jeanne d'Arc Basin, 52 km east of Hibernia. The well flowed 32° API oil from 7.6 m of net sandstone pay in the Hibernia Formation at 3542–3572 m at rates of up to 87 m^3/d. A test of the Eastern Shoals Formation (1.5 m of net pay) at 2725–2727 m flowed gas at 40 125 m^3/d, whereas tests of the overlying Avalon/Ben Nevis reservoir at 2663–2695 m, the main reservoir in the well with 34.8 m of net sandstone pay, flowed at up to 604 734 m^3/d gas and 107 m^3/d 56.3° API condensate.

The structure is a very large, probably salt-cored, faulted dome. The main periods of uplift were at the end of the Jurassic, and in Aptian to Albian times. Isochronal evidence indicates salt movement during both the Early and Late Cretaceous over the main domal part of Whiterose.

Four delineation wells have been drilled on the structure. The first of these, J-49, drilled in late 1985 on the southwest flank of the dome, encountered distal nonreservoir facies in the Hibernia Formation, but tested oil and gas from the Avalon/Ben Nevis objective, which had 22.6 m of net oil pay and 5.8 m of net gas pay. Gas was also tested from 4.5 m of net pay below the oil accumulation. The second delineation well, L-61, drilled on the west flank and tested in late 1986, was not drilled deeply enough for the Hibernia Formation to be evaluated. The Avalon/Ben Nevis reservoir was tight, but tested gas from 5 m of net pay in a Paleocene sandstone (the South Mara unit of the Banquereau Formation). The third delineation well, E-09, drilled in late 1987 to mid-1988 in the south flank "saddle" area, flowed oil from 87.8 m of net oil pay underlying a gas column with 12.8 m of net gas pay in the Ben Nevis Formation. The fourth delineation well, A-90, was dry and abandoned due to lack of reservoir facies. It defined the eastern limit of the field.

West Ben Nevis

The West Ben Nevis discovery was made in mid-1985 with the drilling and testing of West Ben Nevis B-75, located in the Jeanne d'Arc Basin, 32 km southeast of Hibernia. The well flowed oil on tests of three separate sandstone zones as follows: 380 m^3/d of 34.1° API oil from 12.8 m of net pay in the Jeanne d'Arc Formation at 4498–4507 m; 235 m^3/d of 22.8° API oil from 14.6 m of net pay in the Eastern Shoals Formation at 2445–2465 m; and 97 m^3/d of 28.1° API oil from 4.2 m of net pay in the Ben Nevis Formation at 2002–2015 m.

The structure is a tilted fault block, part of the Trans-Basin Fault Trend, between the Ben Nevis and Hebron fault structures.

Mara

The Mara discovery was made in early 1985 with the drilling and testing of Mara M-54, located in the Jeanne d'Arc Basin, 7 km southeast of Hibernia. The well flowed oil from two sandstone zones: 122 m^3/d of 20.5° API oil from a sandstone lens in the lower part of the Dawson Canyon Formation at 2403–2409 m; and 99 m^3/d of 21.6° API oil from 5 m of net pay within a Paleocene fan sequence (South Mara unit) of the Banquereau Formation at 1852–1857 m.

The Upper Cretaceous oil accumulation is considered to be limited in area. The Paleocene find, on the other hand, could be quite extensive, and has opened up an entirely new and promising exploration play — shale-enclosed stratigraphic sandstone bodies within the lower Tertiary section. The fan deposit in the discovery well appears to have had its source to the west. It was fed by channels cutting into the Dawson Canyon Formation, and deposited at the foot of the Upper Cretaceous shelf.

North Ben Nevis

The North Ben Nevis field was discovered in late 1985 with the drilling and testing of North Ben Nevis P-93, located in the Jeanne d'Arc Basin, 20 km east-southeast of Hibernia. The well flowed 33.9° API oil at 447 m^3/d on two tests of the Avalon/Ben Nevis Formation sandstone at 3080–3095 m (19.4 m of net oil pay). A test of the gas cap (15.4 m of net gas pay) at 3062–3067 m flowed gas at 479 630 m^3/d and 51.8° API condensate at 87 m^3/d.

The structure is an elongate, northeast-dipping fault block, bounded to the southwest by an antithetic fault of the Trans-Basin Trend.

A delineation well, M-61, was drilled 5 km southeast of the discovery well in early 1986 and tested in mid-1987. The well flowed oil from an Avalon/Ben Nevis sandstone (17.2 m of net oil pay) at 874 m^3/d. A gas cap, with 16.2 m of net pay, was not tested.

Fortune

The Fortune discovery was made in mid-1986 with the drilling and testing of Fortune G-57, located 50 km east-southeast of Hibernia on the east flank of the Jeanne d'Arc Basin. The well flowed oil on tests of three sandstone zones as follows: 134 m^3/d of 34.8° API oil from a thin, fault-bounded sliver of the Jeanne d'Arc Formation at 4031–4040 m; 156 m^3/d of 36.2° API oil from 7.4 m of pay, in the lower Hibernia zone, at 3989–4003 m; and 678 m^3/d of 35.5° API oil and 151 189 m^3/d of gas from a thin bed of sandstone in the Rankin Formation at 4417–4429 m. Only the Hibernia Formation reservoir tested at 3989–4003 m appears from test analysis to have significant areal extent. The other zones tested are limited reservoirs.

The structure is a closure against a major down-to-the-basin fault, on the west flank of the Morgiana Uplift (Figs. 2, 26).

Springdale

The Springdale discovery was made in early 1989 with the drilling and testing of Springdale M-29, located 45 km southeast of Hibernia on the east flank of the Jeanne d'Arc Basin. Well data is confidential until May 14, 1991. However, Texaco Canada Resources has announced limited test results from two zones. The first zone flowed 14.4° API oil at a rate of 62 m^3/d from a depth of approximately 1500 m below KB. The second zone flowed gas at a rate of 331 000 m^3/d from a depth of approximately 1300 m below KB.

PETROLEUM GEOLOGY AND PLAYS

Fifteen hydrocarbon exploration plays in the Jeanne d'Arc Basin and environs (Fig. 13) are defined by area and type of trap, and by the lithostratigraphic horizon providing the reservoir facies.

A definition of each play, and a description of the lithology, environment of deposition, and reservoir quality of the target horizon are provided. Structural history, source rock maturity, and hydrocarbon migration and trapping are briefly addressed. These are followed by a review of drilling results for each play, and finally by a subjective summary of the hydrocarbon potential and risks of that play. Also included is a map showing the areal extent of each play and a schematic cross-section illustrating the trap type.

TRANS-BASIN FAULT TREND GROUP

The Trans-Basin Fault Trend is a zone of subparallel, normal faults trending northwest across the centre of Jeanne d'Arc Basin. These faults bound a series of generally elongate, tilted fault blocks (Figs. 14–23). The Trans-Basin Fault Trend Group contains five plays.

Jeanne d'Arc Formation

Play definition. The clastic rocks of the uppermost Jurassic Jeanne d'Arc Formation provide reservoirs in the structural traps defined by the Trans-Basin Fault Trend (Figs. 14, 15).

Geology. The Jeanne d'Arc Formation comprises alluvial to braided fluvial and deltaic conglomerate, sandstone, and shale. These unconformably overlie limestone of the Rankin Formation and are conformably overlain by the Fortune Bay Shale. In the southern end of the Jeanne d'Arc Basin, wide valleys were cut deeply into older sediments. The clastic rocks were deposited as a northward-thickening wedge of stacked channel sandstone, erratic conglomerate beds, and basinal shale with thin sandstone stringers.

The Jeanne d'Arc Formation is relatively deeply buried over much of the area of the Trans-Basin Fault Trend. Pervasive cementation of the clastics results in thin net pay (5–13 m), and porosity averaging 7 to 14 per cent.

Most movement on faults defining the Trans-Basin Fault Trend occurred during the Aptian–Albian. This period of faulting created hydrocarbon traps within the Jeanne d'Arc Formation, in horsts, upthrown against the Fortune Bay Shale, and in grabens, downfaulted against Rankin Formation limestone and shale (Fig. 15). The Fortune Bay Shale also provides an effective cap rock for the entire Jeanne d'Arc Formation, and shale interbeds commonly seal multiple reservoirs within the formation. The faults of the Trans-Basin Fault Trend provide potential vertical migration pathways for hydrocarbons generated in the underlying Egret Member, and juxtaposition of this source rock against the Jeanne d'Arc Formation locally provides lateral migration pathways. The Egret Member is mature over most of the Trans-Basin Fault Trend area and may be overmature in the deepest parts (Fig. 8).

Exploration history. Six structures of the Trans-Basin Fault Trend have been drilled in the Jeanne d'Arc Formation. In order of drilling these are: Hibernia, Hebron, Nautilus, South Mara, West Ben Nevis, and North Trinity. Oil was first tested from the Jeanne d'Arc Formation in 1979 from Hibernia P-15 (Fig. 13). In mid-1981, oil flowed from this formation in Hebron I-13. Oil was similarly recovered on drill stem testing in West Ben Nevis B-75 in mid-1985, though flow rates declined during testing, indicating a limited reservoir.

Summary. The generally deep burial, variable sand distribution, low net pays with low porosities in the area of the Trans-Basin Fault Trend result in a relatively low potential volume of entrapped hydrocarbons in the Jeanne d'Arc Formation. However, it is possible that local conditions may have resulted in moderate accumulations.

Hibernia Formation

Play definition. The clastic rocks of the lowest Cretaceous Hibernia Formation provide reservoirs in the structural traps defined by the Trans-Basin Fault Trend (Figs. 16, 17).

Geology. The Hibernia formation encompasses two progradational, fluvial-deltaic cycles: the lower zone and the upper zone.

The lower zone comprises clean, fine to coarse grained, carbonaceous, stacked fluvial channel sandstone interbedded with overbank splay siltstone, shale, and coal. The western margin is sandstone dominated, whereas the eastern is bay-fill shale dominated.

The upper zone, or Hebron Well Member, is characterized by thick, massive sandstone deposited under marine conditions. This upper zone progrades into the Jeanne d'Arc Basin from the south to the southeast and grades laterally to prodelta shale in the Hibernia structure area.

Reservoir quality is commonly excellent in the Hibernia Formation, with net pay sandstone ranging from 15 to 50 m thick and porosity averaging between 11 and 16 per cent. Both net porous sandstone and average porosity generally decrease as burial depths increase in the area of the Trans-Basin Fault Trend, as indicated by the low values in Ben Nevis I-45 and South Mara C-13. The average Hibernia Formation porosity found in the Hibernia structure (15.5%) is higher than in other structures buried to similar depths, possibly indicating a unique diagenetic or depositional history for this reservoir in the Hibernia field (Brown et al., 1989).

Most movement on faults defining the Trans-Basin Fault Trend occurred during the Aptian–Albian. This period of faulting created structural traps. The Hibernia Formation, in horsts, is upthrown against Whiterose Shale and, in grabens, downfaulted against Fortune Bay Shale (Fig. 17). Prodelta shale and "B" Marker limestone provide overlying seals for hydrocarbon traps. The stacking of thick, clastic sequences of the upper and lower zones in the southeast end of the Trans-Basin Fault Trend increases the risk of leakage across faults in that area. The faults of the Trans-Basin Fault Trend provide potential vertical migration

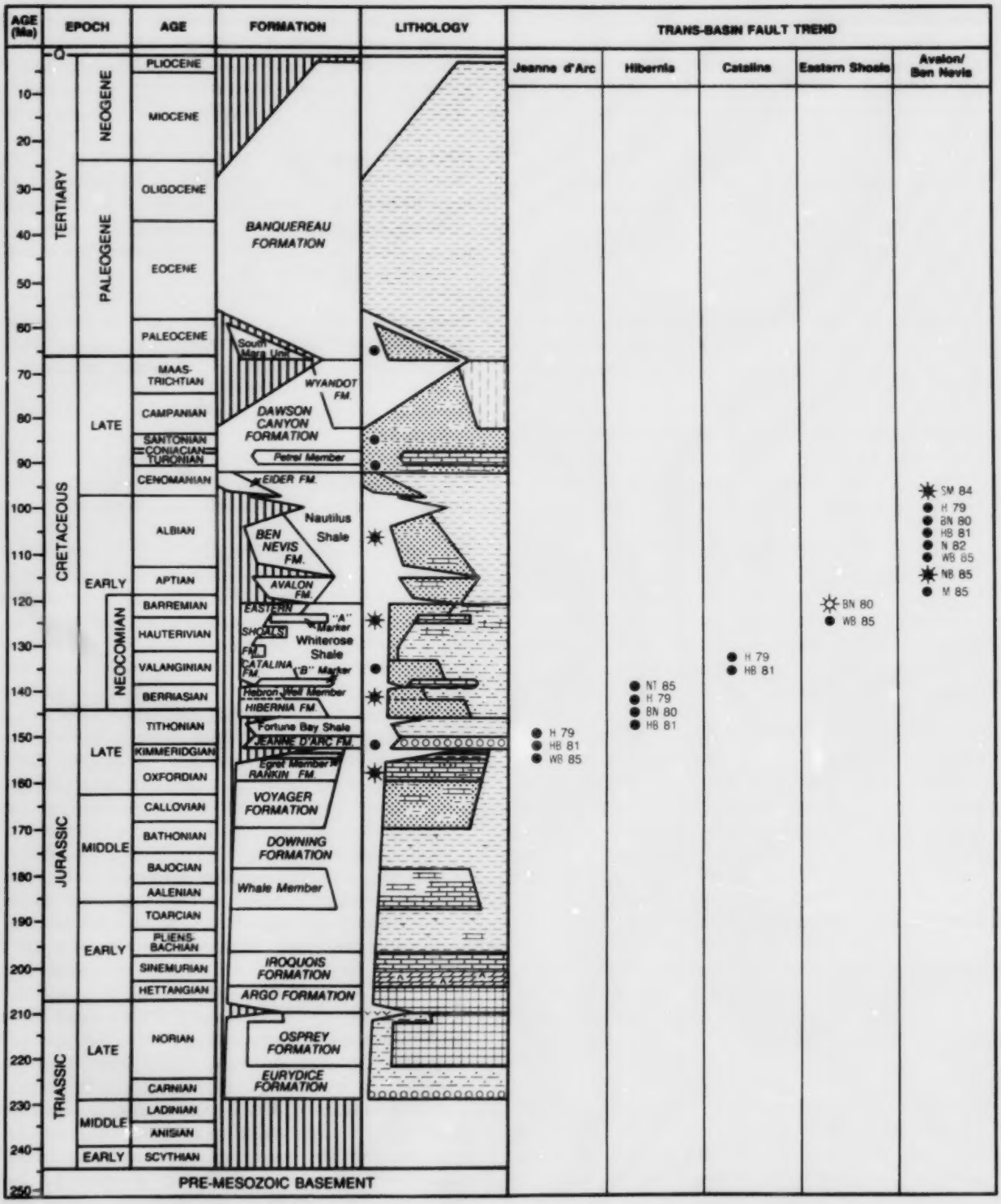

Figure 13. Classification of plays, record of discoveries and shows of oil and gas related to the stratigraphy. See Figure 4 for legend of lithotypes.

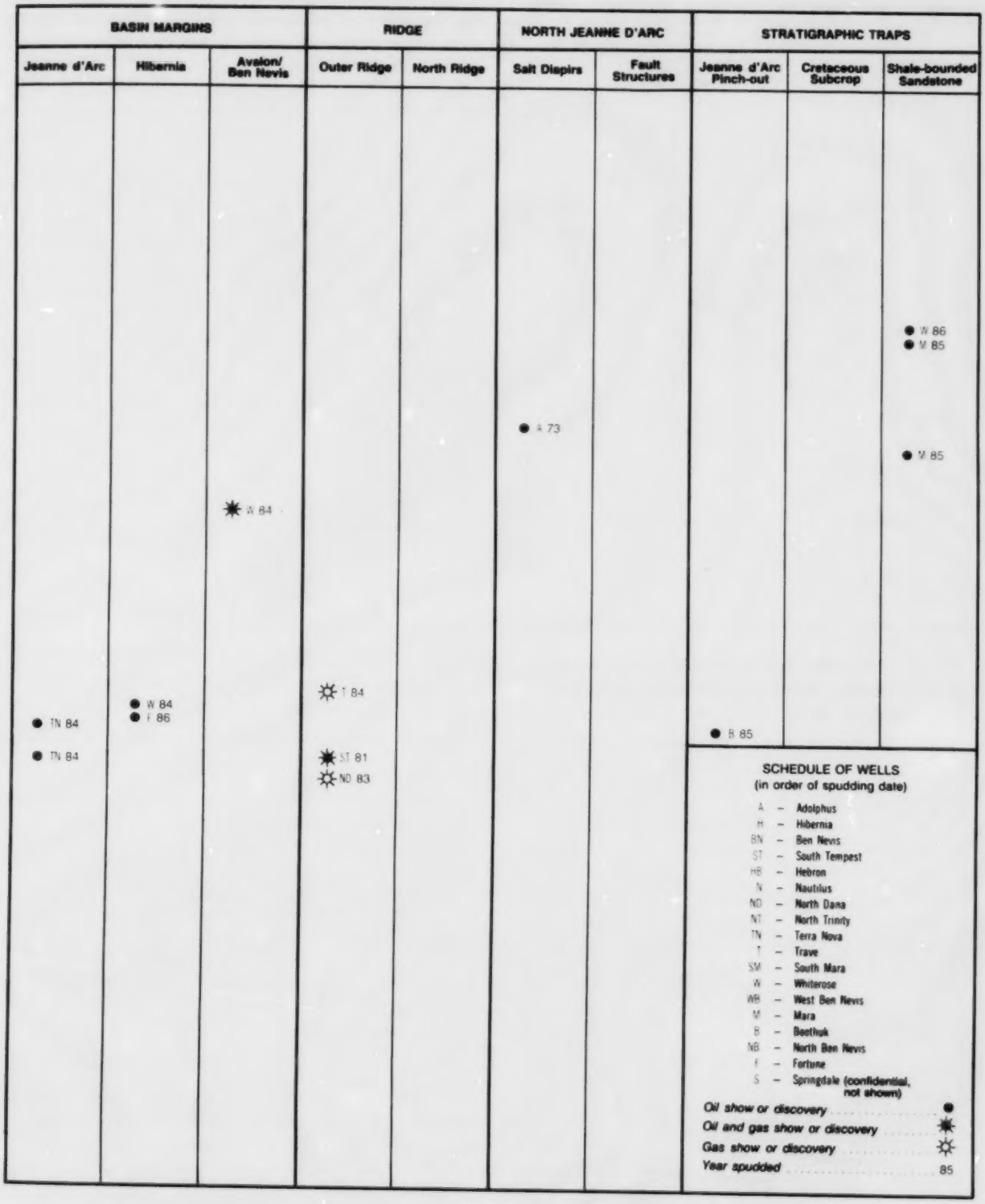

Figure 13. cont'd

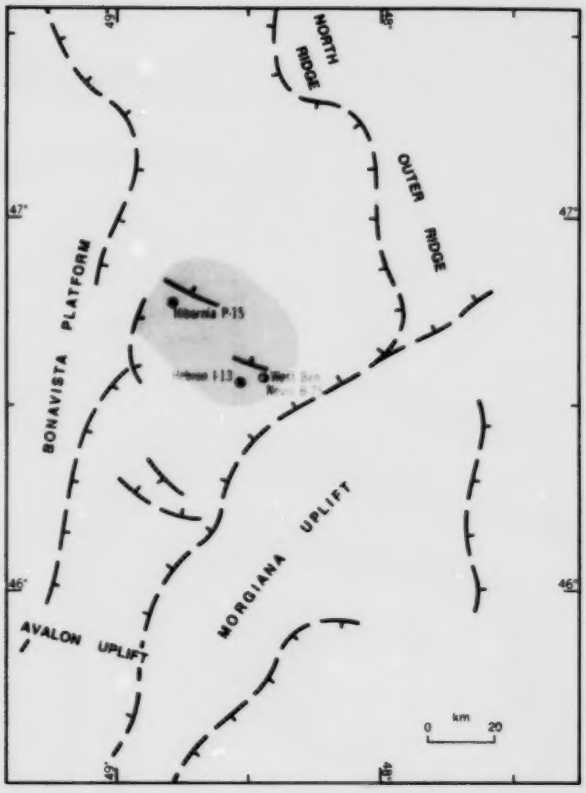

Figure 14. Objective area of the Jeanne d'Arc Formation in the Trans-Basin Fault Trend Group of plays.

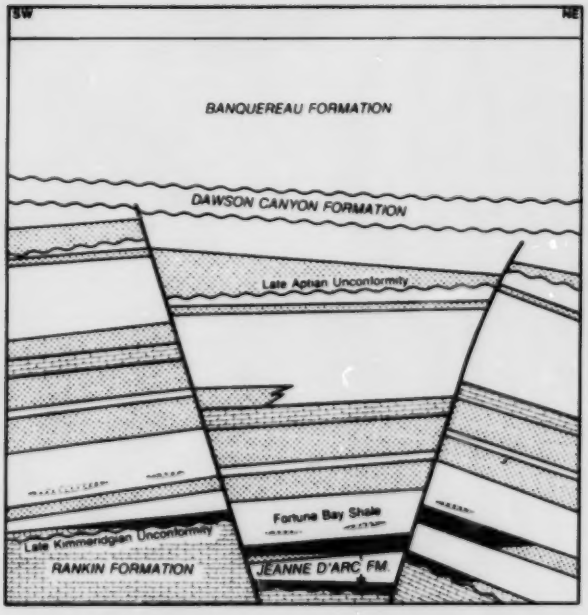

Figure 15. Schematic cross-section illustrating the trap type of the Jeanne d'Arc Formation in the Trans-Basin Fault Trend Group of plays.

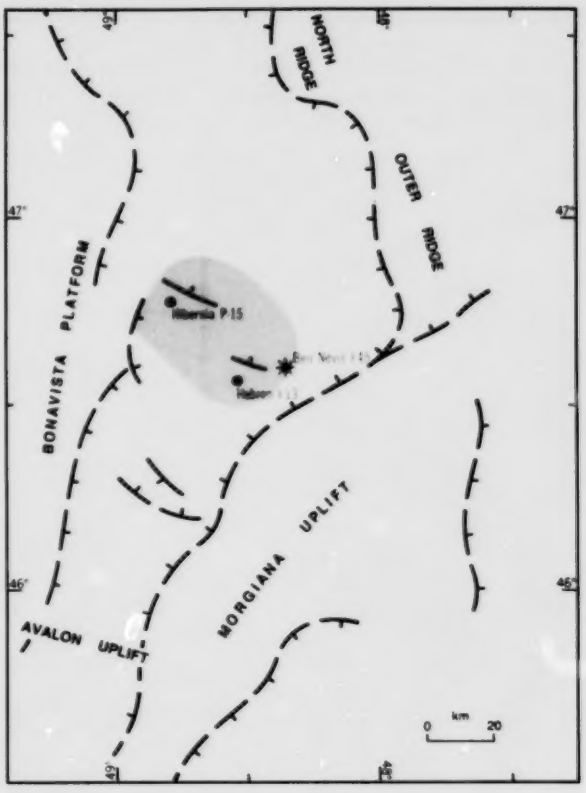

Figure 16. Objective area of the Hibernia Formation in the Trans-Basin Fault Trend Group of plays.

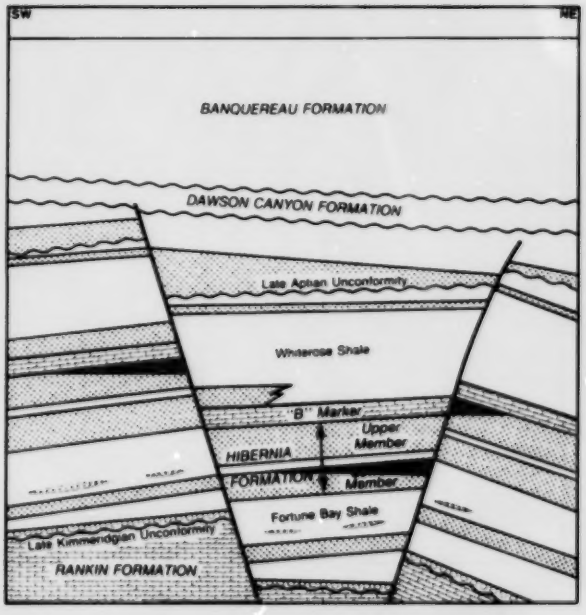

Figure 17. Schematic cross-section illustrating the trap type of the Hibernia Formation in the Trans-Basin Fault Trend Group area.

pathways to the Hibernia Formation for hydrocarbons generated in the Egret Member. The Egret Member is mature over most of the Trans-Basin Fault Trend and may be overmature in the deepest parts of the Trend. This may account for the light gravity of hydrocarbons encountered in Ben Nevis I-45.

Exploration history. Nine structures of the Trans-Basin Fault Trend have been drilled in the Hibernia Formation. In order of drilling these are: Hibernia, Ben Nevis, Hebron, Nautilus, South Mara, West Ben Nevis, Mara, North Ben Nevis, and North Trinity. In 1979, oil was discovered in the lower zone of the Hibernia Formation in the Hibernia structure by drilling the Hibernia P-15 well (Fig. 13). Condensate or light oil (39° API) was flow-tested from the Hibernia formation (lower zone) in Ben Nevis I-45 in mid-1980. In mid-1981, Hebron I-13 tested oil from the upper zone of the Hibernia Formation.

Summary. The widespread distribution of the Hibernia Formation and the common occurrence of thick, high quality reservoir strata make this a highly prospective target.

Catalina Formation

Play definition. The clastic rocks of the Lower Cretaceous Catalina Formation locally provide reservoirs in the structural traps defined by the Trans-Basin Fault Trend (Figs. 18, 19).

Geology. The Catalina Formation comprises thin sandstone, siltstone, shale, and sandy, oolitic limestone. The sandstone is generally very fine grained, shaly, calcite-cemented, and bioturbated. These sediments likely represent a minor influx of clastic material into a marine shelf environment. The Catalina Formation grades laterally into the Whiterose Shale in the area of the West Ben Nevis B-75 well.

Net pay varies from 1 to 24 m, with average porosity ranging from 10 to 17 per cent. Reservoir quality is extremely variable over short distances, as seen in the Hibernia structure wells.

Most movement on faults defining the Trans-Basin Fault Trend occurred during the Aptian–Albian. This period of faulting created structural traps. In horsts, the Catalina Formation is upthrown against the Whiterose Shale (Fig. 19). In grabens, the Catalina Formation is commonly juxtaposed with the Hibernia Formation and, as a result, lacks a lateral seal (Fig. 19). The Whiterose Shale provides a vertical seal. The faults of the Trans-Basin Fault Trend provide potential vertical migration pathways to the Catalina Formation for

Figure 18. Objective area of the Catalina Formation in the Trans-Basin Fault Trend Group of plays.

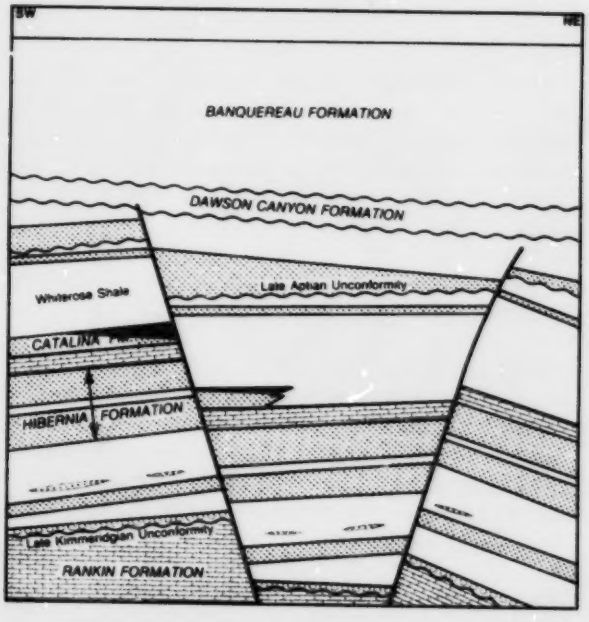

Figure 19. Schematic cross-section illustrating the trap type in the Catalina Formation of the Trans-Basin Fault Trend Group.

hydrocarbons generated in the older Egret Member. The Egret Member is mature over most of the Trans-Basin Fault Trend area and may be overmature in the deepest portion of the Trend. The oil recovered from the Catalina Formation in Hebron I-13 was heavy (16.9° API), but geochemical analysis suggests that it is not severely biodegraded.

Exploration history. Nine structures in the Trans-Basin Fault Trend have been drilled through the Catalina Formation or its lateral equivalent. In order of drilling these are: Hibernia, Ben Nevis, Hebron, Nautilus, South Mara, West Ben Nevis, Mara, North Ben Nevis, and North Trinity. However, the Catalina Formation was not present in Ben Nevis I-45, West Ben Nevis B-75, or North Ben Nevis P-93 due to lateral gradation to the Whiterose Shale. Oil has been tested from three wells on the Hibernia structure: B-08 in late 1980, K-18 in late 1981, and B-27 in late 1983 (Fig. 13). Heavy oil (1.6 m^3) was reverse circulated from a drill stem test over the Catalina Formation in Hebron I-13 in mid-1981.

Summary. The Catalina may be a minor, secondary target due to poor reservoir development.

Eastern Shoals Formation

Play definition. Clastic rocks of the Lower Cretaceous Eastern Shoals Formation provide reservoirs in the structural traps along the southeastern end of the Trans-Basin Fault Trend (Figs. 20, 21).

Geology. The Eastern Shoals Formation prograded into the southern and southeastern Jeanne d'Arc Basin, where it comprises very fine to coarse grained, massive sandstone with abundant calcareous cement, grading to sandy, oolitic limestone. To the northwest and northeast, the Eastern Shoals grades to thin limestone and shale. This unit was likely deposited in a shallow water marine environment, which received clastic input from the rejuvenated Avalon Uplift.

The Eastern Shoals Formation is about 100 m thick over much of the southeastern end of the Trans-Basin Fault Trend, but porous sandstone occurs only sporadically. Net pay ranges from 4 to 15 m in thickness. Average porosity is about 20 per cent, although it can range as low as 11 per cent in the more deeply buried parts of Trans-Basin Fault Trend.

Most movement on faults defining the Trans-Basin Fault Trend occurred during the Aptian–Albian. This created structural traps with the Eastern Shoals Formation, in horsts, upthrown against Nautilus Shale or the Avalon/Ben Nevis clastic rocks, and in grabens, down-

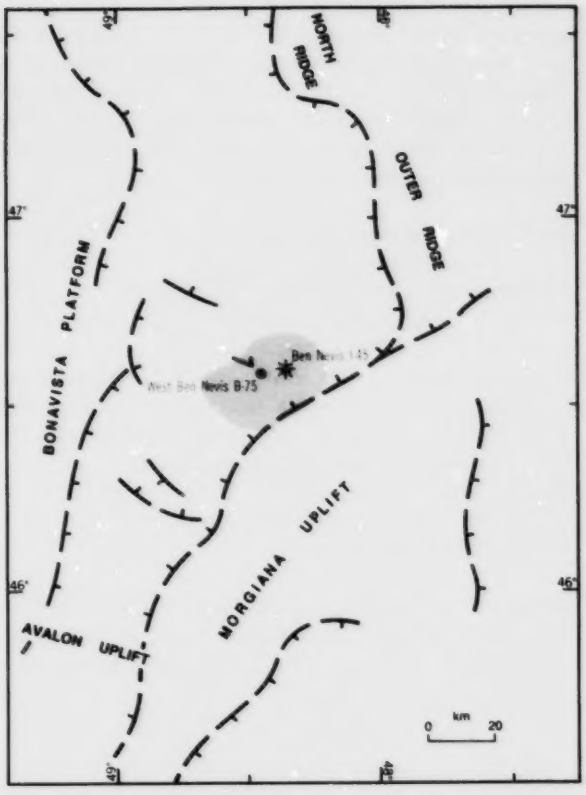

Figure 20. Objective area of the Eastern Shoals Formation in the Trans-Basin Fault Trend Group of plays.

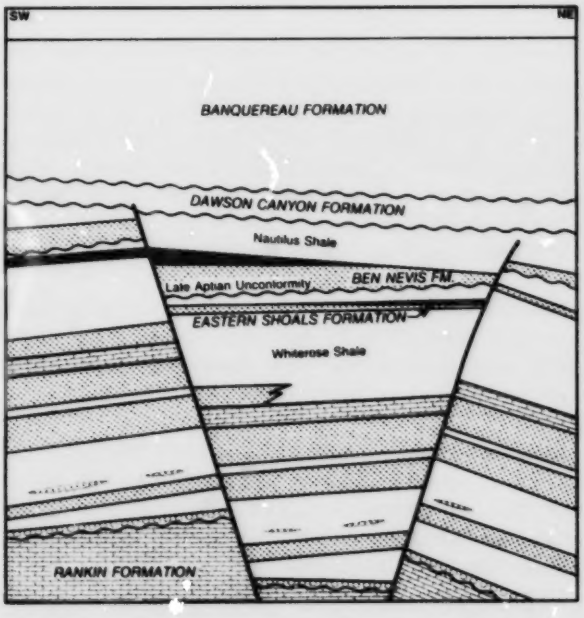

Figure 21. Schematic cross-section illustrating the trap type in the Eastern Shoals Formation in the Trans-Basin Fault Trend Group of plays.

faulted against Whiterose Shale (Fig. 21). Where the Eastern Shoals is juxtaposed with the Avalon/Ben Nevis reservoir, a common hydrocarbon trap may form. Shale is commonly found on top of the Eastern Shoals Formation, as in Ben Nevis I-45, where it provides a vertical seal. In other areas, however, these shales have been eroded and the seal is breached, as in Hebron I-13 and North Trinity H-71. The faults of the Trans-Basin Fault Trend provide potential vertical migration pathways for hydrocarbons generated in the Egret Member. The Egret Member is mature over most of the Trans-Basin Fault Trend area and may be overmature in the deepest parts of the Trend. The great depth of burial of the source rock in the Ben Nevis structure may have resulted in overmaturity in this area, possibly accounting for the gas and condensate that was encountered in the Eastern Shoals Formation in Ben Nevis I-45.

Exploration history. Only five of the nine structures drilled on the Trans-Basin Fault Trend have encountered the Eastern Shoals Formation. The other four penetrated laterally equivalent limestone and shale. The five structures, in order of drilling, are: Ben Nevis, Hebron, West Ben Nevis, North Ben Nevis, and North Trinity. Hydrocarbons, in the form of gas and condensate, were first recovered in mid-1980 from the Eastern Shoals Formation in Ben Nevis I-45 (Fig. 13). In mid-1985, the West Ben Nevis B-75 well flowed 22.8° API oil from the Eastern Shoals.

Summary. The Eastern Shoals Formation is a local secondary target on the Trans-Basin Fault Trend due to the limited areal extent and amount of reservoir quality rock found in this unit.

Avalon/Ben Nevis formations

Play definition. Lower Cretaceous clastic rocks of the Avalon/Ben Nevis formations provide reservoirs in the structural traps defined by the Trans-Basin Fault Trend (Figs. 22, 23).

Geology. Coarsening-upward sandstone of the Avalon Formation prograded northward into the Jeanne d'Arc Basin in response to the rising Avalon Uplift. Fine to coarse grained, variably calcite-cemented sandstone was deposited mainly in the marine shoreface environment. The strata are locally preserved as a northward-thickening wedge below the erosional Late Aptian Unconformity. The Ben Nevis is a generally fining-upward sequence representing marine transgression. Clastic rocks range from porous, coarse grained, coaly sandstone to fine grained, commonly

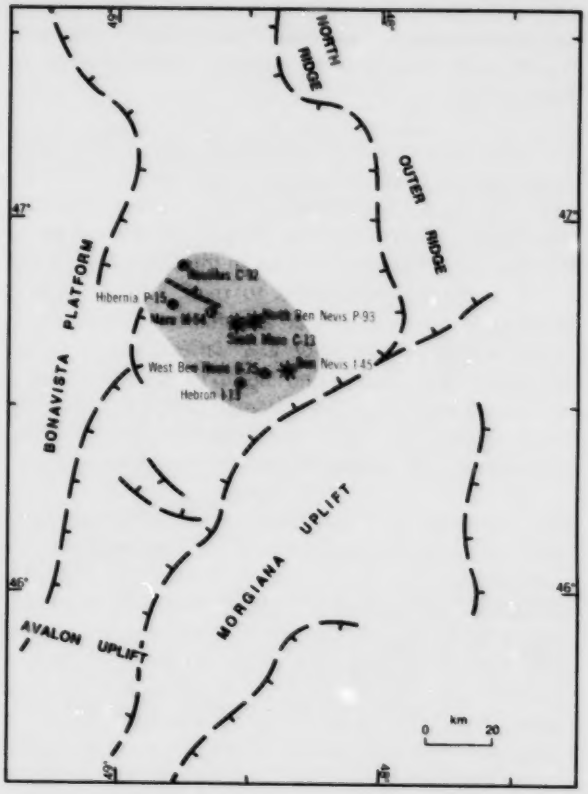

Figure 22. Objective area of the Avalon/Ben Nevis formations in the Trans-Basin Fault Trend Group of plays.

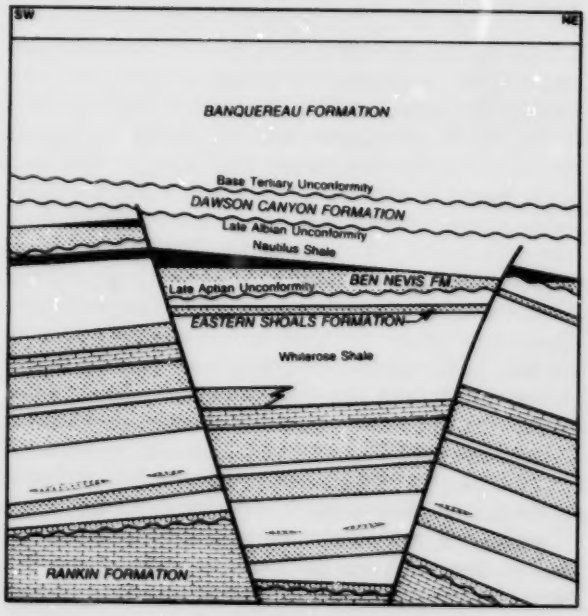

Figure 23. Schematic cross-section illustrating the trap type of the Avalon/Ben Nevis formations in the Trans-Basin Fault Trend Group.

calcite-cemented sandstone. These likely represent fluvial and estuarine to marine environments of deposition.

Variable thicknesses of preserved Avalon Formation sandstone are commonly overlain by porous sandstone of the Ben Nevis Formation, resulting in hydrodynamic communication between the formations. Sandstone of the Ben Nevis Formation varies in thickness from about 50 m in South Mara C-13 to over 300 m in Ben Nevis I-45, due to lateral facies variation. The thickness of the Ben Nevis sandstone also varies abruptly across syndepositional faults. The net pay thickness varies between 4 and 36 m. The average porosity of the Ben Nevis sandstone ranges from 16 to 25 per cent. Reservoir quality generally deteriorates upward.

Most movement on faults defining the Trans-Basin Fault Trend occurred during the Aptian–Albian, synchronous with deposition of the Ben Nevis and Nautilus formations. This period of faulting created hydrocarbon traps with the Avalon/Ben Nevis sandstone, in grabens, down-faulted against Whiterose Shale and Eastern Shoals clastics and, in horsts, upthrown against Nautilus Shale (Fig. 23). Where the Avalon/Ben Nevis is juxtaposed with the Eastern Shoals, a common hydrocarbon trap may form. The Avalon/Ben Nevis sandstone is commonly incompletely offset across faults, resulting in a lack of lateral seal. The Nautilus Shale provides effective vertical seals for the Avalon/Ben Nevis traps. The faults of the Trans-Basin Fault Trend provide potential vertical migration pathways for hydrocarbons generated in the Egret Member. The Egret Member is mature over most of the Trans-Basin Fault Trend area and may be overmature in the deepest parts. This may explain the gas columns encountered in the Ben Nevis Formation in the South Mara and North Ben Nevis structures. In contrast, heavy oil (16.9–19° API) was encountered in the Hebron structure, but geochemical analysis suggests that it is not severely biodegraded.

Exploration history. Nine structures on the Trans-Basin Fault Trend have been drilled in the Avalon/Ben Nevis formations. Seven of these structures were found to contain hydrocarbons, one was water-bearing (North Trinity H-71) and one had minor oil shows (Mara M-54). Oil first flowed from this reservoir in Hibernia P-15 in late 1979 (Fig. 13). Minor amounts of heavy oil (20.3 to 24.8° API) were recovered on drill stem testing of low quality reservoir rock at the top of the Ben Nevis Formation in Ben Nevis I-45 in mid-1980. Heavy oil flowed from high quality reservoir rocks of the Ben Nevis Formation in Hebron I-13 in mid-1981. A thin conglomeratic unit in the Avalon/Ben Nevis reservoir flowed high rates of oil on drill stem testing of Nautilus C-92 in mid-1982. Oil and gas flowed from high quality reservoir rocks of the Avalon/Ben Nevis reservoir in South Mara C-13 in late 1984 and in North Ben Nevis P-93 in late 1985. Oil was recovered from a thin hydrocarbon column at the top of the Avalon/Ben Nevis reservoir in West Ben Nevis B-75 in mid-1985.

Summary. The Avalon/Ben Nevis reservoir in the Trans-Basin Fault Trend has the highest success ratio of any play in the Jeanne d'Arc Basin. Large volumes of hydrocarbons were discovered in the Hibernia and Hebron structures and there remains good hydrocarbon-trapping potential elsewhere.

BASIN MARGINS GROUP

The basin margins of the Jeanne d'Arc Basin are, for the purposes of this resource evaluation, considered to be the area defined by normal faults that separate the basin from the Bonavista Platform on the west and the Morgiana High and Outer Ridge on the east (Figs. 24–29). The faulting has created a series of tilted fault blocks with some structures rolled over into basin-bounding faults. Three plays are included in this group.

Jeanne d'Arc Formation

Play definition. The clastic rocks of the uppermost Jurassic Jeanne d'Arc Formation provide reservoirs in the structural traps found in this play area (Figs. 24, 25).

Geology. The Jeanne d'Arc Formation comprises alluvial to braided fluvial and deltaic conglomerate, sandstone, and shale. The stratigraphic setting in the area of the Basin Margins Group is the same as in the Trans-Basin Fault Trend Group area. The sandstone and conglomerate become less common to the north as the Jeanne d'Arc Formation grades laterally into the Fortune Bay Shale.

Net pays encountered in the one discovery (i.e., Terra Nova) to date have been variable, ranging from about 8 to over 50 m. This reflects, in part, the variability in sediment facies characteristics in this formation. Average porosity ranges between 15 and 22 per cent, the higher porosity values usually occurring in the shallower structures, such as Voyager.

Many of the basin-bounding faults were active during deposition of the Jeanne d'Arc Formation, resulting in thickening into, and thickness changes across, faults (Fig. 25). These faults were reactivated in Aptian–Albian

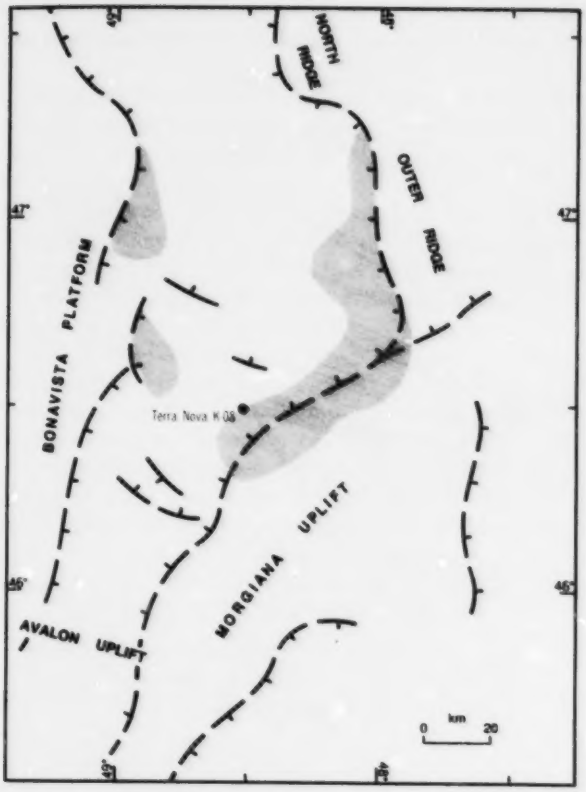

Figure 24. Objective areas of the Jeanne d'Arc Formation in the Basin Margins Group of plays.

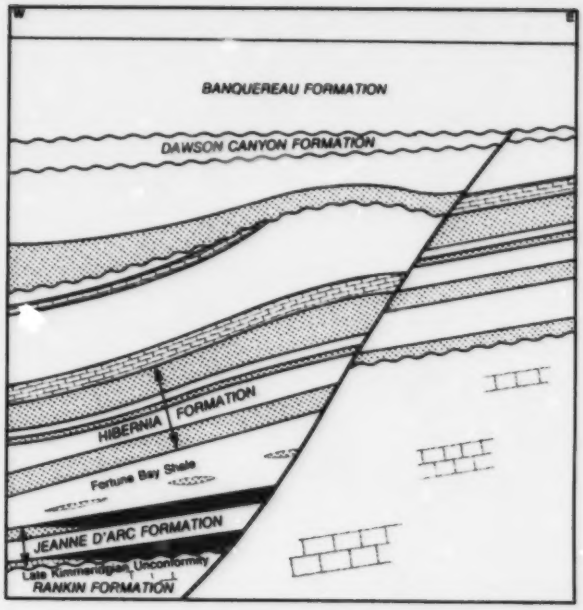

Figure 25. Schematic cross-section illustrating the trap type of the Jeanne d'Arc Formation in the Basin Margins Group of plays.

time, when the structural traps of this play were created. In grabens, the Jeanne d'Arc Formation is downthrown against shale and shaly limestone of the Rankin Formation (Fig. 25), whereas in horst blocks it is displaced against the Fortune Bay Shale and the Hibernia Formation. The Fortune Bay Shale provides an effective cap rock for the entire Jeanne d'Arc Formation, and shale interbeds may seal multiple reservoirs within the formation. The faults defining this play provide potential vertical migration pathways for hydrocarbons generated in the underlying Egret Member, whereas juxtaposition of this source rock with the Jeanne d'Arc Formation provides lateral migration pathways. The Egret Member is marginally mature to immature in shallower areas of the Basin Margins play, such as along the western edge of the Morgiana High. For structures in such areas to be hydrocarbon-bearing, lateral migration is required from adjacent areas where the source rocks are more deeply buried and more mature.

Exploration history. The Jeanne d'Arc Formation or its lateral equivalent has been encountered in six structures on the basin margins. In two of these, Archer and Whiterose, the Jeanne d'Arc Formation sandstone is absent, likely due to distance from the clastic source area. The remaining four structures were drilled in the following order: Egret, Rankin, Terra Nova and Voyager. Oil was first tested from the Jeanne d'Arc Formation on the basin margins from Petro-Canada et al. Terra Nova K-08 in mid-1984 (Fig. 13).

Summary. Reservoir quality in the Jeanne d'Arc Formation is highly variable over the area of the basin margins. This factor, in combination with others such as variable source rock maturity, results in a relatively high risk, but high potential play.

Hibernia Formation

Play definition. The clastic rocks of the lowest Cretaceous Hibernia Formation provide reservoirs in the structural traps found in this play area (Figs. 26, 27).

Geology. The Hibernia Formation encompasses two progradational, fluviodeltaic cycles: the lower zone and the upper zone (Hebron Well Member).

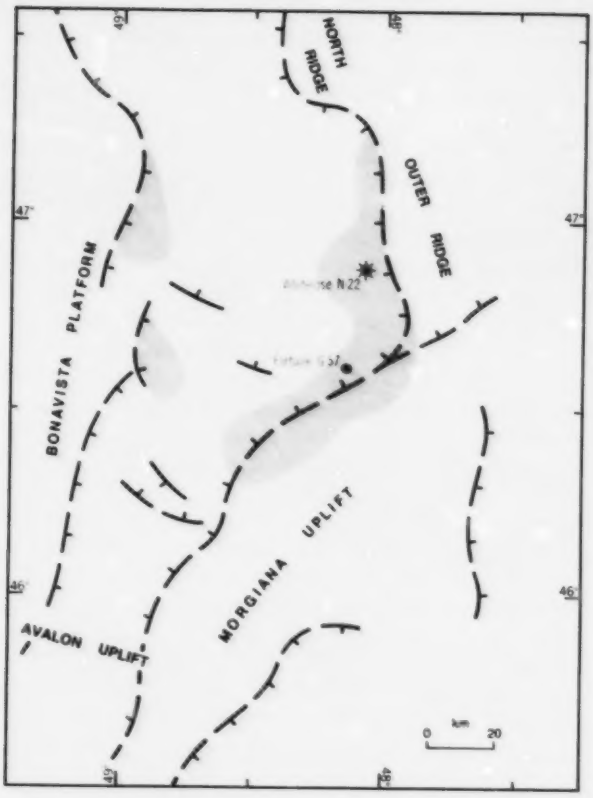

Figure 26. Objective areas of the Hibernia Formation in the Basin Margins Group of plays.

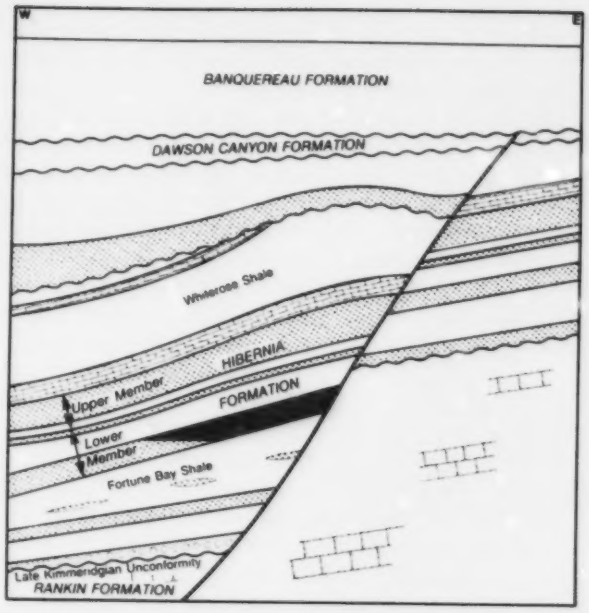

Figure 27. Schematic cross-section illustrating the trap type of the Hibernia Formation in the Basin Margins Group of plays.

The stratigraphic setting and environment of deposition of the Hibernia Formation in the objective area are identical with the settings in the Trans-Basin Fault Trend Group.

Reservoir quality varies, average porosity ranging from 12 to 26 per cent (average porosity decreases with increasing burial depth). The net pays encountered to date, however, have been thin (7 to 14 m).

Many of the north-south-trending, basin-bounding faults were active during deposition of the Hibernia Formation, resulting in thickening of this sequence into faults and thickness changes across faults (Fig. 27). These faults were reactivated in Aptian–Albian time, when the structural traps of this play were created. The Hibernia Formation, in grabens, may be downthrown against shale of the Fortune Bay or shale and argillaceous limestone of the Rankin Formation and, in horst blocks, may be upthrown against Whiterose Shale (Fig. 27). Prodelta shale and "B" Marker limestone provide overlying seals for hydrocarbon traps. The stacking of thick clastic sequences of the upper and lower zones increases the risk of leakage from the upper zone across faults along the eastern margin of the basin. The faults defining this play provide potential vertical migration pathways for hydrocarbons generated in the underlying Egret Member. The Egret Member is marginally mature to immature in shallower areas of the Basin Margins play, such as along the western edge of the Morgiana High. For structures in such areas to be hydrocarbon-bearing, lateral migration is required from adjacent areas where the source rocks are more deeply buried and more mature.

Exploration history. Seven structures on the basin margins have been drilled in the Hibernia Formation. In order of drilling these are: Egret, Rankin, Terra Nova, Voyager, Archer, Whiterose, and Bonne Bay. Oil was recovered from the Hibernia Formation in the basin margin structural area in Whiterose N-22 in late 1984 (Fig. 13). In mid-1986, oil was recovered from Fortune G-57.

Summary. High quality reservoir sandstone may combine with sufficient fault throw to give lateral seal, locally creating large hydrocarbon traps in this play.

Avalon/Ben Nevis formations

Play definition. Lower Cretaceous clastic rocks of the Avalon and Ben Nevis formations provide reservoirs in the structural traps defined by this trend (Figs. 28, 29).

Geology. The Avalon and Ben Nevis formations occupy the same stratigraphic position in the Basin Margins Group as in the Trans-Basin Fault Trend Group area. The environments of deposition in the two areas are the same.

Variable thicknesses of preserved Avalon Formation sandstone are directly overlain by porous sandstone of the Ben Nevis Formation, resulting in hydrodynamic communication between the formations. Sandstone of the Ben Nevis Formation varies greatly in thickness, from about 40 m in West Flying Foam L-23 to over 2500 m in Mercury K-76, due to lateral facies variation and growth into syndepositional faults. Net pay sandstone in the Whiterose field varies between 30 and

Figure 28. Objective areas of the Avalon/Ben Nevis formations in the Basin Margins Group of plays.

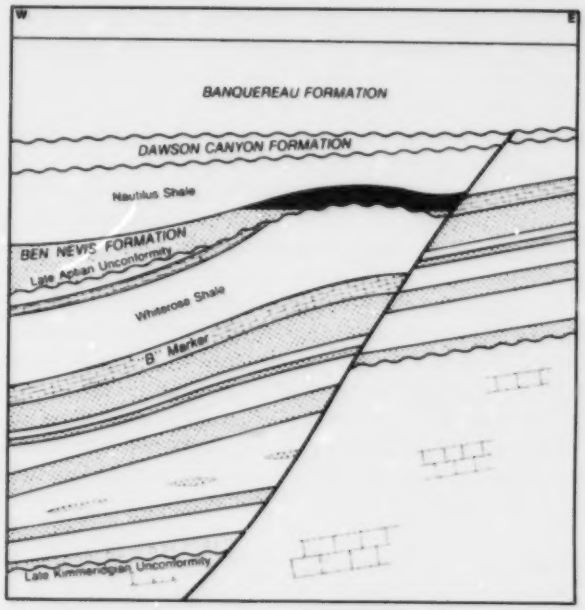

Figure 29. Schematic cross-section illustrating the trap type of the Avalon/Ben Nevis formations in the Basin Margins Group of plays.

100 m in thickness. Average porosity of the Avalon/Ben Nevis sandstone ranges between 12 and 17 per cent. Reservoir quality generally deteriorates upward. This situation corresponds to the decrease in grain size and bed thickness and increase in argillaceous content associated with the transgression represented by the Ben Nevis Formation.

Most movement on faults defining the basin margins occurred during the Aptian–Albian, synchronous with deposition of the Ben Nevis and Nautilus formations. This is indicated by thickening into, and rapid thickness changes across, basin-bounding faults. In grabens, this period of faulting created hydrocarbon traps with the Avalon/Ben Nevis sandstones down-faulted against Whiterose Shale and "B" Marker limestone (Fig. 29). In horsts, the sandstones were upthrown against Nautilus Shale. Due to synchronous growth of faults with deposition, the Avalon/Ben Nevis sandstones are often not completely offset across faults, resulting in a lack of lateral seal. The Nautilus Shale provides an effective vertical seal for the Avalon/Ben Nevis traps. The faults defining this play provide potential vertical migration pathways for hydrocarbons generated in the underlying Egret Member. The Egret Member is mature over much of the Basin Margin play area but may be overmature basinward of the Whiterose structure. Lateral migration

of hydrocarbons from this deep area may account for the large volume of gas encountered in the Whiterose structure.

Exploration history. Seven structures on the Basin Margins have been drilled in the Avalon/Ben Nevis formations. In order of drilling these are: Rankin, Terra Nova, Voyager, Archer, Whiterose, Mercury, and Bonne Bay. The Ben Nevis Formation was not found at the Egret well location because this area was uplifted and eroded during the Aptian–Albian period. A gas and condensate discovery was made in the Avalon/Ben Nevis reservoir in late 1984 by the Husky-Bow Valley et al. Whiterose N-22 well (Fig. 13). An offset well (J-49) drilled in late 1985 yielded oil and gas from the Avalon/Ben Nevis reservoir. In mid-1988, the E-09 well yielded oil from a 205 m hydrocarbon (oil and gas) column.

Summary. Sandstone, thickened due to synchronous growth of faults, may combine with adequate traps to yield a high volume of pooled hydrocarbons in the Avalon/Ben Nevis reservoir in remaining prospects. A detracting aspect of this play is the uncertainty of an adequate seal. Also the decrease in reservoir quality upward may result in production difficulties.

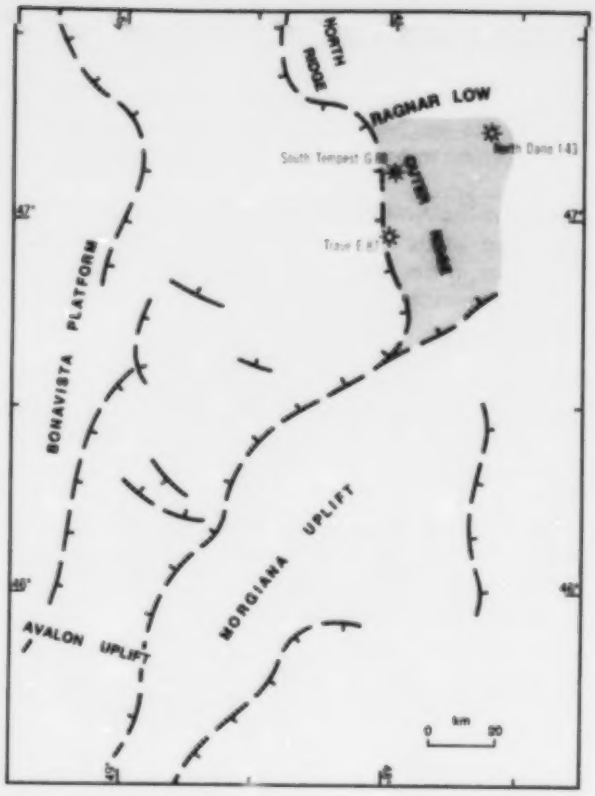

Figure 30. Objective area of the Outer Ridge in the Ridge Group of plays.

RIDGE GROUP

The Ridge Group contains two plays, called the Outer Ridge and the North Ridge. These ridges are part of the Outer Ridge Complex. This Complex, from south to north, is divided into the Morgiana Uplift, Outer Ridge, Ragnar Low, and North Ridge (Fig. 30).

The Outer Ridge Complex is a folded and faulted sequence of mainly Jurassic and Paleozoic sediments overlain by undisturbed Tertiary sediments.

Outer Ridge

Play definition. The Outer Ridge is a highly faulted, north-trending, structural high situated between the shallow basement of the Morgiana High to the south and a thick sequence of Lower Cretaceous sediments in the Ragnar Low to the north (Fig. 30). The sediments comprising the upper, drilled section of the ridge are mainly Jurassic. Reservoirs are found in Kimmeridgian sandstone of the Rankin Formation (Fig. 31), as well as in locally preserved Hibernia Formation in intraridge lows, and possibly in Middle Jurassic clastic rocks of the Voyager Formation.

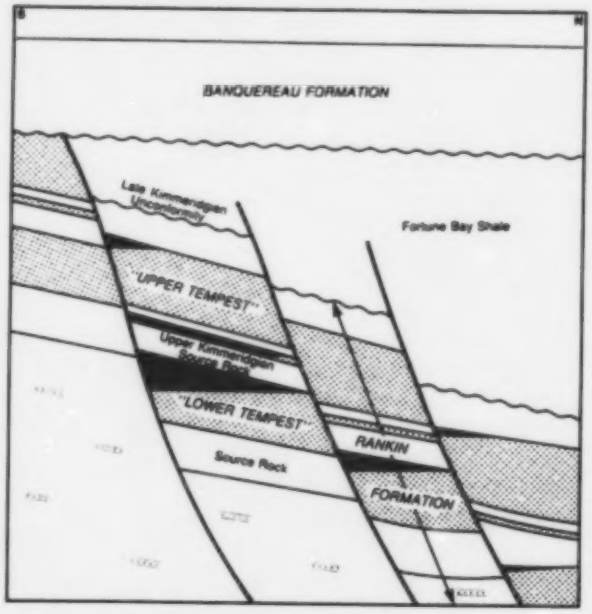

Figure 31. Schematic cross-section of the Outer Ridge play, illustrating possible trap types.

Geology. Limestone of the Rankin Formation in the Jeanne d'Arc Basin grades laterally to shale with interbeds of poorly sorted, fine to very coarse grained, variably coaly sandstone and thin, shaly limestone in the Outer Ridge area. Sandstone strata of Late Jurassic age are best developed in South Tempest G-88. These clastic rocks can be divided into two sandstone intervals, each underlain by an organic-rich source rock. The poor sorting, coarse grain size, carbonaceous debris, and discontinuous nature of the sandstone facies deposited with organic-rich shale suggest deposition by submarine fans or delta-fed turbidites in a stagnant, anoxic basin.

Net pays encountered to date in the Upper Jurassic sandstone are thin (about 12 m) and porosity in these clastic rocks averages between 12 and 16 per cent.

Thinly interbedded shale and very fine to fine grained, shaly, calcite-cemented sandstone make up the Hibernia Formation in Trave E-87, located on the western margin of the Outer Ridge. These sediments likely represent the cyclic incursion of distal delta front sediments of the Hibernia Formation into prodelta shales. The northerly location of the Trave structure, far from the major sediment source area (Avalon Uplift), likely accounts for the poor reservoir development. This sequence is partially preserved in the Trave structure and possibly in other intraridge lows, but is totally removed from, or was not deposited over, most of the Outer Ridge. It is capped by shale of the Tertiary Banquereau Formation.

Only 9 m of net pay, with an average porosity of 16 per cent, was encountered in the Hibernia Formation of the Trave structure.

The Voyager Formation, comprising interbedded sandstone, limestone, and shale, prograded over the Downing Formation during the Middle Jurassic. It was probably deposited prior to the uplift of the Outer Ridge and its depositional trends are likely independent of the present day morphology of the Jeanne d'Arc Basin and its margins.

Average porosity is very low (3%) in the Voyager Formation sandstone in Golconda C-64 and no hydrocarbons have been encountered in this formation to date.

Faults bounding and dissecting the Outer Ridge were initiated during the latest Jurassic and Early Cretaceous. Of the reservoirs discussed above, only the Hibernia Formation was deposited during a period of tectonic activity. This resulted in thinner Hibernia sandstone deposited over the Outer Ridge as compared to the adjacent Jeanne d'Arc Basin. Uplift, tilting, and erosion removed much of the Cretaceous and Jurassic sediments from the Outer Ridge area during the Aptian–Albian. Uplift was so great during this period that parts of the ridge did not become submerged during post-Albian regional subsidence until Eocene time. The faulting created hydrocarbon traps, mainly by downfaulting sandstone against shale interbeds of the Rankin Formation (Fig. 31). The lower Rankin sandstone strata are liable to be sealed against still older Jurassic shale, whereas the upper sandstone strata may lack lateral seal due to juxtaposition with lower sandstone. The faults provide potential vertical migration pathways to the Hibernia Formation reservoirs, in contrast to Kimmeridgian sandstone reservoirs, which may be fed either directly from encasing bituminous shale or via fault conduits from deeper, more mature source rocks in adjacent blocks. The Voyager Formation could have had a lateral source if an adjacent block had been downthrown sufficiently to place the Voyager Formation clastic rocks and the younger Kimmeridgian source rocks in juxtaposition.

Exploration history. Four structures on the Outer Ridge have been drilled. In order of drilling these are: South Tempest, Trave, Panther, and Golconda. For the purposes of this assessment, the North Dana and Lancaster structures, located just east of the Outer Ridge, are also included. In early 1981, South Tempest G-88 tested oil (about 40° API) from three zones in Kimmeridgian sandstone (Fig. 13). In late 1983, North Dana I-43 tested gas and condensate (52.7° API) from the lower Kimmeridgian sandstone. In mid-1984, Trave E-87 flowed gas and condensate (about 70° API) from the Hibernia Formation.

Summary. Thick, reservoir quality, Upper Jurassic sandstone may be locally deposited in the Outer Ridge area and provide a high potential target. The high risk of poor lateral seal and the unpredictability of reservoir facies in this interval, however, result in a high risk associated with such targets.

North Ridge

Play definition. The North Ridge is a north-south-trending, Paleozoic basement-cored high located north of the Ragnar Low (Fig. 32). This play includes all structural prospects (horsts and anticlines) over the high and on the flanking margins. The play also includes a number of large, poorly defined, domal and tilted structures to the east. These may be related to either

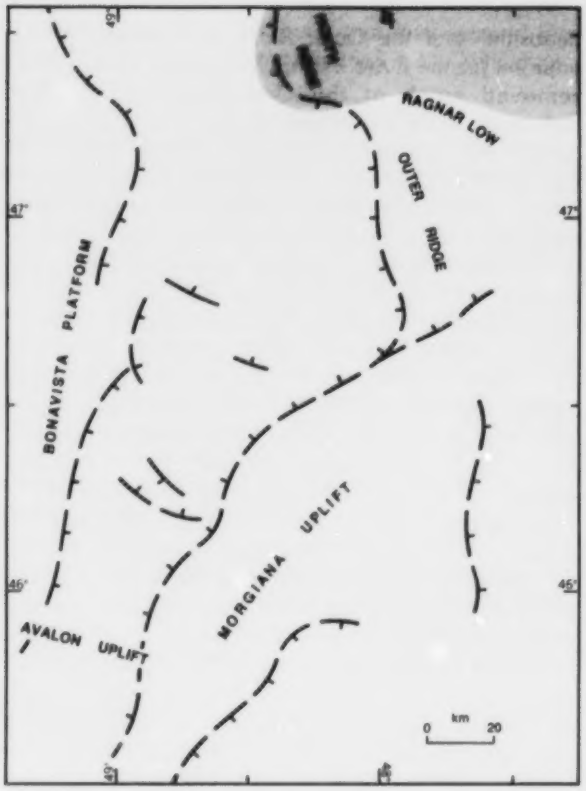

Figure 32. Objective area of the North Ridge in the Ridge Group of plays.

basement or salt movement. Sandstone of the Rankin Formation provides reservoirs in this area (Fig. 33).

Geology. Limestone of the Rankin Formation in the Jeanne d'Arc Basin grades laterally to shale with interbeds of poorly sorted, fine to very coarse grained, variably coaly sandstone and thin, shaly limestone in the Outer Ridge and North Ridge areas. Sandstone strata of Late Jurassic age are best developed in South Tempest G-88. These clastic rocks can be divided into two sandstone intervals, each underlain by organic-rich source rocks. The poor sorting, coarse grain size, carbonaceous debris, and discontinuous nature of the sandstone facies deposited with organic-rich shale suggest deposition by submarine fans or delta-fed turbidites in a stagnant, anoxic basin.

Thirty-eight metres of Upper Jurassic sandstone were encountered in Bonanza M-71, of which approximately 17 m were porous. Porosity averaged 9 per cent.

Faulting occurred during the Early Cretaceous. This created potential hydrocarbon traps with the Upper Jurassic sandstone, both in grabens, downfaulted

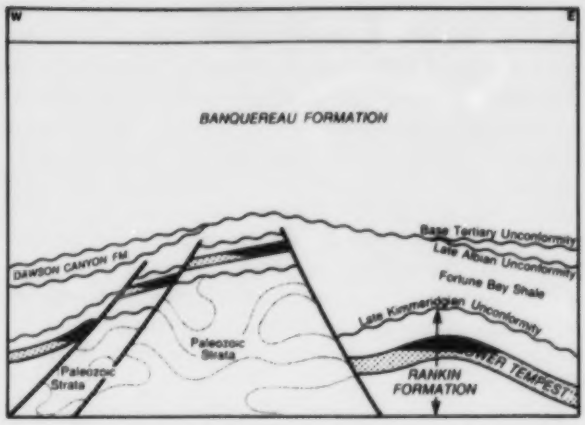

Figure 33. Schematic cross-section of the North Ridge play illustrating the trap types.

against older Mesozoic shale and Paleozoic basement, and in horsts, upthrown against Lower Cretaceous shale. Shale of the Jurassic Rankin Formation and of the Lower Cretaceous also provide effective top seals. Migration of hydrocarbons may be either lateral, from the interbedded source rocks, or vertical, along faults from deeper areas such as those flanking the North Ridge. Gas is the most likely product of overmature organics in such deep margins.

Exploration history. Only two wells have been drilled in the North Ridge play area. The Dominion O-23 well, drilled in late 1974, penetrated thick Lower Cretaceous shale on the southern flank of the high. In 1982, Bonanza M-71 penetrated thin sandstone in thick Upper Jurassic shale and stopped in altered (chloritized) shale of the basement. An 18 m thick interval of silica-cemented sandstone with patchy dark or dead oil staining and occasional yellow fluorescence was drill stem tested in this well. It flowed water.

Summary. Jurassic sandstone of reservoir grade or as yet undiscovered Cretaceous sandstone reservoirs are required to improve the prospects of this play.

NORTH JEANNE D'ARC BASIN GROUP

The north part of the Jeanne d'Arc Basin — mainly north of 47°N — contains fewer porous clastic rocks suitable for trapping hydrocarbons, compared with the southern part of the basin. There are, however, trapping mechanisms associated with salt diapirs and with major faulting. There are two plays in this group: salt diapirs and fault structures.

Salt diapirs

Play definition. The North Jeanne d'Arc–Salt Diapir objective occupies the major depocentre in the northern part of the Jeanne d'Arc Basin (Fig. 34). Possible traps occur in upturned beds pierced by the diapirs and in reservoir beds draped or domed over the salt. Possible reservoir targets are sandstone strata in the Upper Cretaceous Dawson Canyon Formation and the Lower Cretaceous Ben Nevis Formation (Fig. 35).

Geology. The North Jeanne d'Arc–Salt Diapir objective area is distal to the main sediment source area (i.e., Avalon Uplift). As a result, strata equivalent to the Jeanne d'Arc and Hibernia formations are apt to be basinal shales in this area. It may be possible that thin sandstone strata of the Ben Nevis Formation are present, although these have not yet been penetrated. The only reservoir clastic rocks encountered to date were very thin, very fine grained sandstone, interbedded with thick shale of the Dawson Canyon Formation in Adolphus 2K-41. Reservoir quality is likely to be low throughout this area.

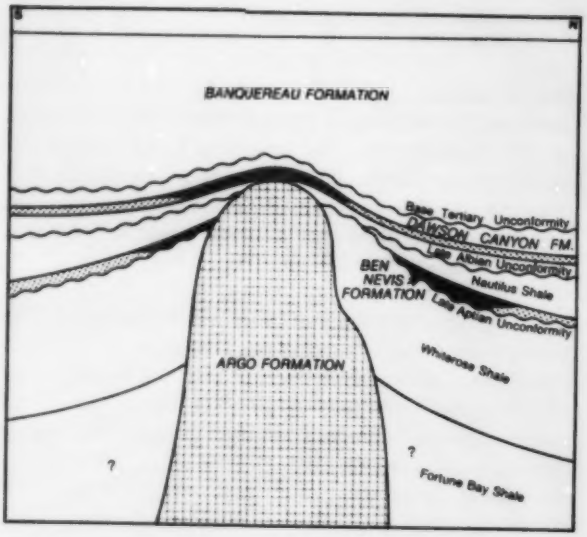

Figure 35. Schematic cross-section of a salt diapir prospect and related trap types in the North Jeanne d'Arc Group of plays.

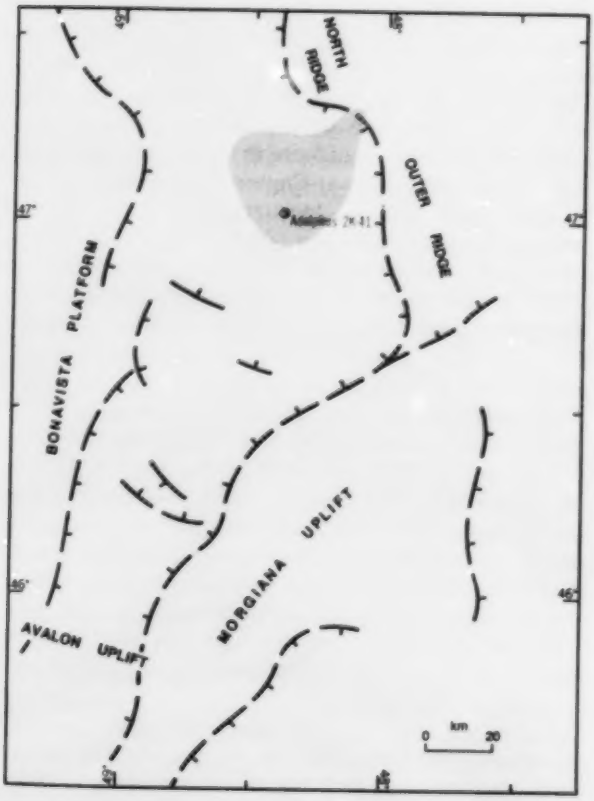

Figure 34. Objective area of the salt diapir in the North Jeanne d'Arc Group of plays.

Jurassic source rocks reached maturity earliest in this area of the Jeanne d'Arc Basin. Oil generated during early stages of maturity could have migrated into traps formed by early salt movement. The Kimmeridgian source rocks have since become overmature and are most likely gas-generating at present. Highly organic shale of the lower Tertiary may be mature in this area due to greater depth of burial compared to more southerly areas of the Jeanne d'Arc Basin. The possibility that these Tertiary sediments provide a source rock for gas cannot be discounted. Thick Cretaceous and Tertiary shales provide vertical seals. Faulting due to late salt movement, however, may have resulted in a loss of seal in traps formed earlier.

Exploration history. Adolphus 2K-41 tested low rates (42.6 m^3/d, 268 BPD) of 31° API oil from near the crest of a salt diapir in late 1973 (Fig. 13). The exploratory well Adolphus D-50, tested downdip on the same diapir, was declared dry and was abandoned in early 1975. A second salt dome was tested by the Conquest K-09 well, but this was also declared dry in mid-1985 and was abandoned in early 1986, although high mud gas (C_1 to C_4) levels were measured at 3940–3965 m during drilling of Lower Cretaceous shale.

Summary. Poor reservoir quality of the sands, possible breach of seal, and overmaturity of source rocks are all considered to detract seriously from any advantages of this play. Therefore it is considered to be of high risk.

Fault structures

Play definition. This play includes the fault-bound horst and tilted blocks formed in the Jeanne d'Arc Basin north of 47° latitude (Fig. 36) including blocks along the western basin margin. Lower Cretaceous sandstone may provide fault-bound reservoirs, whereas Upper Cretaceous sandstone may provide possible reservoirs draped over structural highs (Fig. 37).

Geology. The area has not been widely explored. The Flying Foam I-13 well shows this area to be distant from clastic input during deposition of both the Jeanne d'Arc and Hibernia formations. Avalon/Ben Nevis sandstones may be present in grabens between the structural highs. Sandstone was deposited in surrounding areas during the Upper Cretaceous and may provide a potential reservoir.

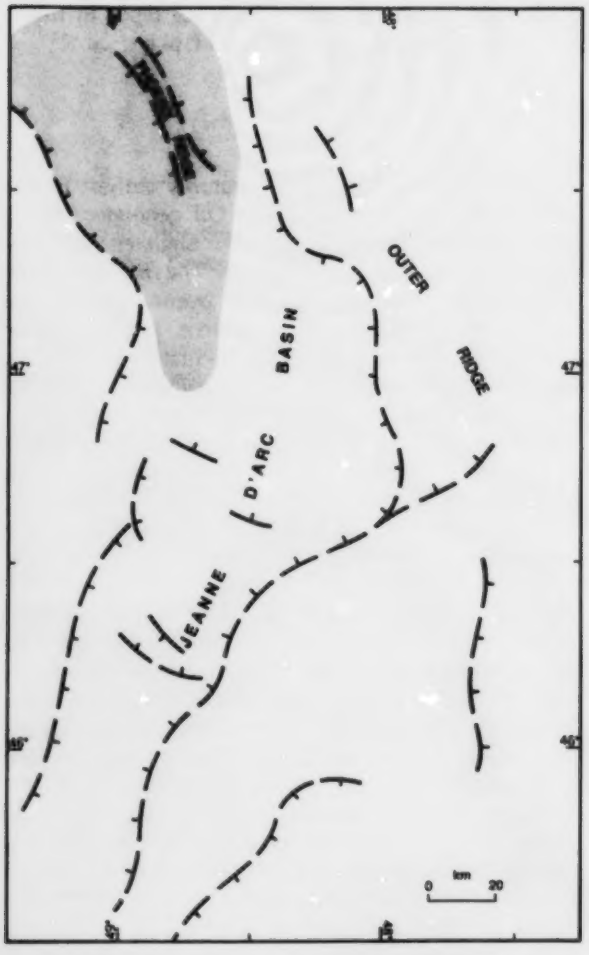

Figure 36. Objective area of possible North Jeanne d'Arc Basin fault structures.

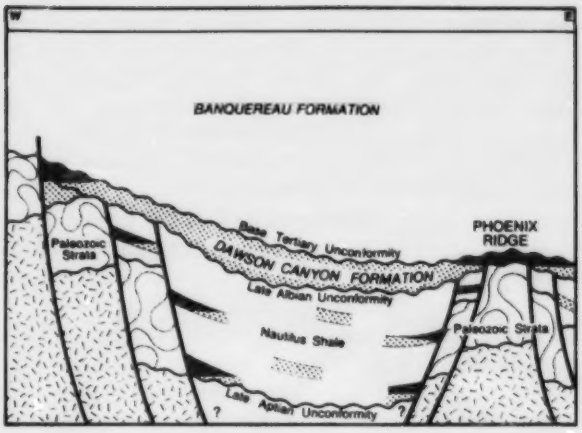

Figure 37. Schematic cross-section illustrating fault structure trap types in the North Jeanne d'Arc Group of plays.

The Egret Member source rock is present in the Flying Foam I-13 well, but its deposition and preservation to the north is uncertain. Lower Tertiary strata have a high organic component and may constitute mature hydrocarbon source rocks in the North Jeanne d'Arc area, where they are deeply buried. However, the hydrocarbon potential of these strata is equivocal. Traps may be formed by Lower Cretaceous sandstone down-faulted against older Mesozoic strata or against metamorphosed Paleozoic strata (Fig. 37). Upper Cretaceous reservoirs may display closure below Tertiary shale as a result of drape over Paleozoic salt or basement horst highs.

Exploration history. Only the Flying Foam Ridge tilted block has been tested in this play. Flying Foam I-13 was drilled in late 1973 and West Flying Foam L-23 was drilled in late 1981 to early 1982. Neither of these wells encountered significant reservoir facies in the thick, shale-dominated Mesozoic strata penetrated. Paleozoic, tilted fault blocks were encountered north of the Jeanne d'Arc Basin in Cumberland B-55. The only reservoir horizon encountered in this well was in sandstone of the Upper Cretaceous.

Summary. The uncertainty of the presence of source rock and reservoir rock are major risks to this play. Wells have not yet been drilled in the grabens between structural highs in this play area to test the presence or absence of reservoir rock.

STRATIGRAPHIC TRAPS GROUP

Three stratigraphic plays have been identified in the Jeanne d'Arc Basin. The oldest is in the Jurassic Jeanne d'Arc Formation. Above it are sandstone plays of the Lower Cretaceous, followed still higher in the section by sandstone plays of the Upper Cretaceous and Tertiary.

Jeanne d'Arc Formation pinch-out

Play definition. This play includes all pools and prospects in sandstone and conglomerate of the Jeanne d'Arc Formation where it pinches out against highs along the southern margin of the Jeanne d'Arc Basin (Figs. 38, 39). These stratigraphic traps may locally involve structural components such as fault-tilting of blocks.

Geology. The Jeanne d'Arc Formation comprises alluvial to braided fluvial and deltaic conglomerate, sandstone, and shale. These unconformably overlie limestone of the Rankin Formation and are conformably overlain by the Fortune Bay Shale. At the southern end of the Jeanne d'Arc Basin, wide valleys were deeply cut into older sediments. The clastic rocks were deposited as a northward-thickening wedge of stacked channel sandstone, erratic conglomerate beds, and basinal shale with thin sandstone stringers. The sandstone and conglomerate onlap the Avalon Uplift and Morgiana Uplift (Fig. 38) and are overstepped by the Fortune Bay Shale as encountered in Port au Port J-97. Channel sandstones, such as those penetrated by Gambo N-70, are also included in this play.

The Jeanne d'Arc sandstone units of this play are thin but can have high porosity due to their relatively shallow depth of burial. In Beothuk M-05, 8.5 m of net pay, which had an average porosity of 19 per cent, were encountered.

Long distance lateral migration of hydrocarbons may have been necessary to fill these relatively shallow traps with oil generated in mature Upper Jurassic source rocks to the north. The overlying Fortune Bay Shale provides the seal for these stratigraphic traps.

Exploration history. Four prospects have been drilled in the Jeanne d'Arc pinch-out objective area. In order of drilling these are: Egret, Port au Port, Beothuk, and Gambo. Port au Port J-97 did not encounter reservoir conditions because the well was located south of the pinch-out against the northern flank of the Avalon Uplift. In early 1985, the Beothuk M-05 well flowed oil from two intervals in the Jeanne d'Arc Formation.

Figure 38. Objective area of the Jeanne d'Arc Formation pinch-out play in the Stratigraphic Traps Group of plays.

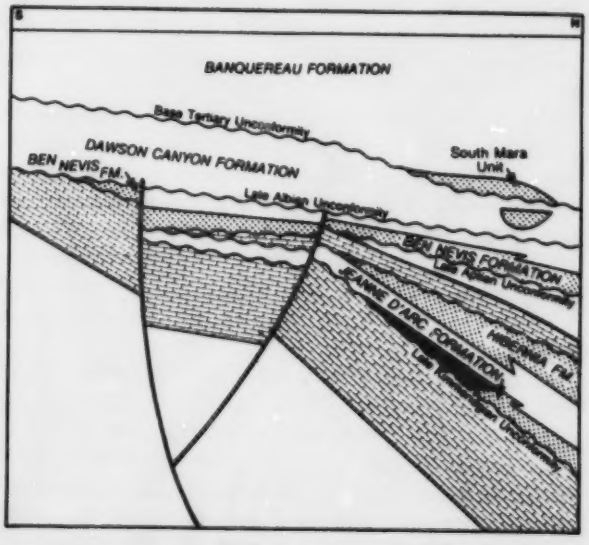

Figure 39. Schematic cross-section illustrating the trap type in the Jeanne d'Arc Formation in the Stratigraphic Traps Group of plays.

Summary. This play has moderate potential, but difficulties in mapping updip reservoir limits and the lack of underlying mature source rocks make it a high risk play.

Subcrop of Lower Cretaceous sandstone

Play definition. This play includes all prospects in sandstones of Early Cretaceous age where they subcrop below unconformities at the southern end of the Jeanne d'Arc Basin (Fig. 40). Reservoirs occur in the Hibernia and Avalon/Ben Nevis formations (Fig. 41).

Geology. The entire Upper Jurassic and Lower Cretaceous clastic-dominated sequence thins in the southern part of the Jeanne d'Arc Basin. This is due to subsequent erosion of these sediments along the northern flank of the Avalon Uplift.

The Hibernia Formation in this play area generally comprises thin, fine grained sandstone, preserved

Figure 40. Objective area of the Lower Cretaceous sandstone subcrop play in the Stratigraphic Traps Group of plays.

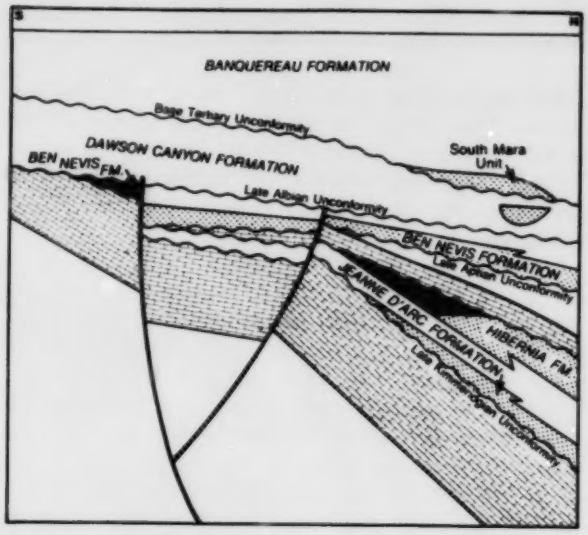

Figure 41. Schematic cross-section illustrating the trap type in the Lower Cretaceous sandstone play in the Stratigraphic Traps Group of plays.

below an unconformity at the base of the "B" Marker limestone as encountered in Gambo N-70. Some coarse grained channel sandstones may be preserved where the Hibernia Formation subcrops steeply below the unconformity, as in Egret N-46 (Fig. 41). Very fine to coarse grained sandstone of the Avalon/Ben Nevis reservoir subcrop below the late Albian unconformity.

Reservoir quality is likely to be variable in this play. The Hibernia Formation may be highly porous (over 30%) due to its shallow burial depth, but this porosity generally occurs in thin sandstone beds within shale. The Avalon/Ben Nevis reservoir may be highly porous because of its shallow burial depth.

"B" Marker limestone and Dawson Canyon Formation shale provide vertical seals for these reservoirs. The Egret Member is apt to be immature over much of the area of this subcrop play. This play, therefore, requires the lateral migration of hydrocarbons from more deeply subsided areas to the north.

Exploration history. Three prospects have been drilled in this play: Egret, Port au Port, and Gambo. All three were dry.

Summary. This play has moderate potential, but the variability in sediment quality, difficulties in mapping updip reservoir limits, and the lack of underlying mature source rocks make this a high risk play.

Shale-bounded sandstone

Play definition. This play includes all pools and prospects in lower Tertiary (South Mara) and Upper Cretaceous sandstone encased in shale anywhere in the Jeanne d'Arc Basin or on the basin margins (Figs. 42, 43).

Geology. A Paleocene to lower Eocene submarine fan complex with associated canyons is recognized on the western flank of the Jeanne d'Arc Basin. Fine to coarse grained South Mara sandstone appears to comprise clastic rocks of the Upper Cretaceous delta/shelf system that were reworked by erosion. Drilling and seismic data indicate that the sandstones of such reservoirs may have been widely, though erratically, deposited throughout the objective area. Shales of the Banquereau Formation provide seals. Upper Cretaceous sandstone may be locally encased in shale of the Dawson Canyon Formation.

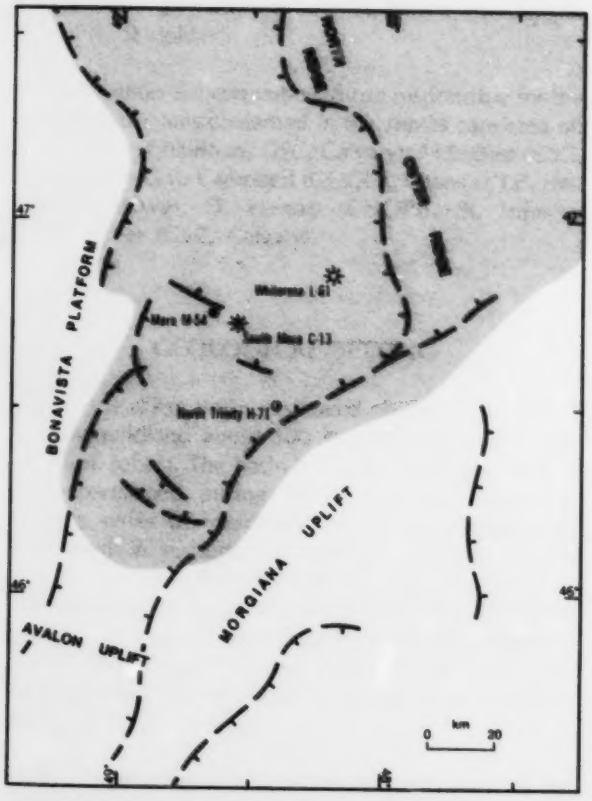

Figure 42. Objective area of the shale-bounded sandstones classed in the Stratigraphic Traps Group of plays.

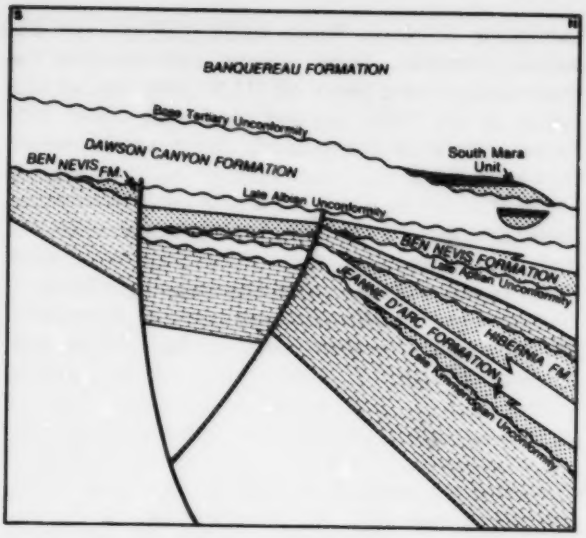

Figure 43. Schematic cross-section illustrating the trap type of the Upper Cretaceous and Tertiary sandstones of the Stratigraphic Traps Group of plays.

The reservoir quality of the South Mara sandstone is extremely variable. Massive sandstone units displaying over 30 m of continuous porosity averaging 30 per cent have been penetrated (i.e., South Mara C-13).

Although these sediments were deposited after the last tectonic episode in the Jeanne d'Arc Basin, faults caused by sediment loading and variable amounts of sediment compaction do locally offset these shallow horizons. Such faults provide potential vertical migration pathways from Jurassic hydrocarbon source rocks.

Highly organic Tertiary shale may provide an alternative source rock in the deeper parts of the basin where these sediments are mature. However, the hydrocarbon potential of these lower Tertiary sediments is equivocal. The occurrence of heavy oil in South Mara sandstone in North Trinity H-71 indicates that oil quality may locally (i.e., in areas of low burial depth) be a problem with this play.

Exploration history. Wireline logs indicated the presence of hydrocarbons over a 1 m interval at the top of a 30 m thick porous sandstone in South Mara C-13. Formation water with traces of hydrocarbons was recovered in a late 1984 test of this interval. In early 1985, oil was recovered from both Dawson Canyon (20.5° API) and South Mara sandstones (21.6° API) in Mara M-54 (Fig. 13). About 7 m of hydrocarbon show were identified by wireline logs over South Mara

sandstone in North Trinity H-71, drilled in 1985. Repeat Formation Tester samples indicated that the hydrocarbons were heavy oil (11.9° API) with an H_2S odour. In late 1986, gas and condensate (70.4° API) were recovered from South Mara sandstone in Whiterose L-61.

Summary. This play has very high potential, given the high quality reservoirs, lack of faulting, and shallow depth of burial. Facies variability, mapping difficulties, limited migration pathways, and potential degradation of hydrocarbons, however, result in a high risk attached to that potential.

ESTIMATES OF TOTAL RESOURCES

Part II of *Petroleum Resources of the Jeanne d'Arc Basin and Environs, Grand Banks, Newfoundland* provides estimates of the total hydrocarbon resources of the area, based on statistical modelling of reservoir and trap data (from well and seismic data) for each play. Remaining hydrocarbon potential estimates are also provided, based on subtraction of discovered resource estimates from the total hydrocarbon endowment estimates.

PART II: HYDROCARBON POTENTIAL

INTRODUCTION

This report has been prepared on behalf of the Petroleum Potential Committee of the Petroleum Resource Appraisal Secretariat. The resource estimates presented are based on multidisciplinary studies made by a group that was formed to examine the petroleum geology of the Jeanne d'Arc Basin, with particular focus on the opportunities for the entrapment of hydrocarbons. The Basin Analysis Group was formed from the staffs of the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board (CNOPB), Canada Oil and Gas Lands Administration (COGLA), Newfoundland Department of Energy (Nfld. Dept. Energy), and the Geological Survey of Canada (GSC). Members included: N.J. McMillan (Chairman, GSC, Calgary); G.R. Campbell (NEB, Calgary); S. Gower (CNOPB, St. John's); D. Hawkins (Nfld. Dept. Energy, St. John's); K.D. McAlpine (GSC, Dartmouth); G. Morrell (COGLA, Ottawa); D.F. Sherwin (CNOPB, St. John's); I.K. Sinclair (CNOPB, St. John's).

The Evaluation Subcommittee, those responsible for the resource estimates contained in this report consisted of: G.C. Taylor (Chairman, GSC, Calgary); M.E. Best (GSC, Dartmouth); G.R. Campbell (COGLA, Ottawa); J.P. Hea (EMR, Ottawa); D. Henao (CNOPB, St. John's); R.M. Procter (GSC, Calgary).

GEOLOGICAL SETTING

The Jeanne d'Arc Basin is situated on the Grand Banks of Newfoundland about 300 km east-southeast of the city of St. John's. The basin floor consists of continental crust developed during the Appalachian Orogeny, when a series of Mesozoic and Tertiary depocentres developed in response to seafloor spreading in the Atlantic, and subsequently Labrador, oceanic terranes. The Jeanne d'Arc Basin (Fig. 44) is the most northerly of a series of narrow, elongate, northeasterly trending basins with interconnected depocentres, and spills northeastward into the much larger East Newfoundland Basin.

Seafloor spreading began in the Atlantic south of the Grand Banks during the Early Jurassic and progressed from south to north. Spreading in the North Atlantic was initiated during the Early Cretaceous, and by the Late Cretaceous continental separation was complete.

The two major cycles of rifting produced depositional wedges of coarse clastics that filled the basin longitudinally from the southeast. These sandstone deposits formed the principal reservoirs in the Jeanne d'Arc Basin. Source rocks were deposited during a Late Jurassic period of quiescence between the rifting cycles.

Evaporitic deposits, which were among the first deposits of the proto-basins, responded to later depositional loading by vertical (and probably horizontal) movement that initiated growth-faulting as compensation for salt removal. These faults, in combination with the tectonically generated faults that defined the basin, created the traps into which the maturing hydrocarbons could migrate.

PETROLEUM GEOLOGY

A review of the basin analysis team's synthesis of the geology in conjunction with the known history of drilling and discovery enabled the committee to define 15 exploration plays as the framework for an assessment of the hydrocarbon resources of the basin. These plays fall naturally into five separate play groups, and although the analysis was conducted at the individual play level, the results have been combined at the play group level, and are so reported here.

The first of the play groups, named the *Trans-Basin Fault Trend Group*, consists of five separate plays that correspond to different reservoir packages that could exist in any given structure within the family of structures that define the trans-basin trend of faults (Fig. 44). Similarly, the *Basin Margins Group* consists of three separate plays that correspond to different reservoir packages that may occur in any of the structures associated with the Basin Margins Group family of faults. Structures of this play group occur on both east and west sides of the Jeanne d'Arc Basin (Fig. 44). The two plays that make up the *Ridge Group* (Fig. 44) are defined geographically, separated by the east-west trending Ragnar Depression. Within the deeper portion of the basin, the *North Jeanne d'Arc Basin Group* consists of one play associated with the intrusion of salt diapirs, and a second play associated with complex fault structures in that part of the basin (Fig. 44). The remaining play group, *Stratigraphic Traps*, consists of three plays that include separate families of stratigraphic traps (Fig. 44).

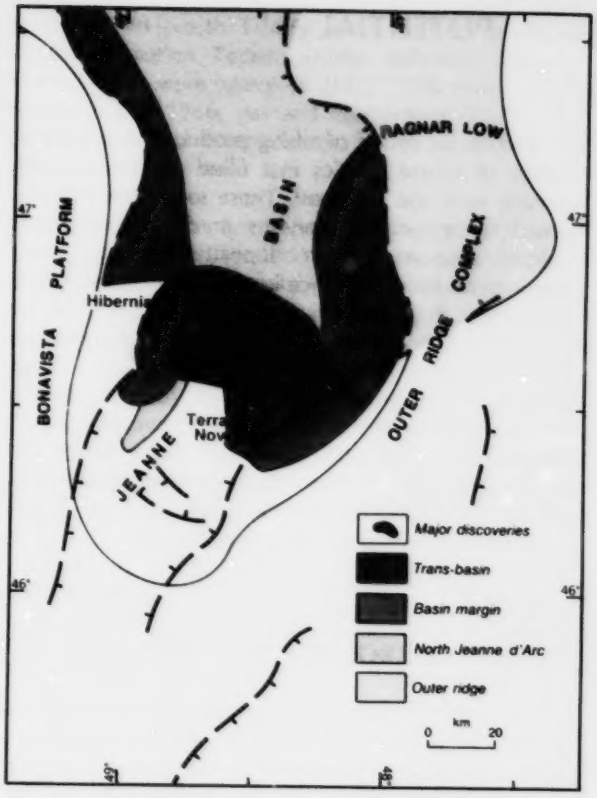

Figure 44. Sketch map showing boundaries of the exploration play groups and location of major discoveries.

ESTIMATES OF PETROLEUM RESOURCES

The purpose of this assessment was to determine the total quantity of oil that can be expected to exist in the Jeanne d'Arc Basin. This quantity, called the basin petroleum endowment, includes both what has already been found plus an undiscovered component, called potential, that can be inferred to exist on the basis of current understanding of the geology of the basin. The systematic approach used in the assessment process (Podruski et al., 1988, p. 8–13) results in estimates for each exploration play, including all size ranges of all pools expected to exist, regardless of whether they may be explored for, or, if discovered, be economically exploitable. The analytical procedure requires that pools that are obviously too small to be economically attractive be included in order to preserve the statistical integrity of the process.

The ability to predict the size range of individual pools that constitute the resource endowment is an important aspect of the methodology, because pool size is the main basis for subsequent economic analysis. No economic analysis has been undertaken in this report. However, in the discussion of important play groups below, the oil resource endowment is expressed in terms of three arbitrarily selected size classes. The number of pools and the quantity of oil expected to exist in size classes greater than 100 million barrels (16 10^6m^3), between 25 and 100 million barrels (4 and 16 10^6m^3), and less than 25 million barrels (4 10^6m^3) are given. It must be emphasized that the class sizes selected for this report have no foundation in real economic analysis but are used only to give some measure of the size dispersion of the resource.

Within this study, the emphasis has been on the oil, rather than the gas, resources. Each one of the exploration plays that involves mappable structures, i.e., all except the stratigraphic plays, was subjected to the full analytical process for oil. In each case, the total suite of predicted pool sizes was matched with the results of discovery and tested for geological acceptability. Estimates for the stratigraphic plays were made as a percentage of the total basin endowment, on the premise that in a basin containing ideal structures one can expect about 15 per cent of the resources to exist in stratigraphic traps. Field size analysis was not attempted for the stratigraphic plays. Estimates of oil endowment for individual plays were summed to create estimates for both play group totals as well as total basin endowment. Illustration and discussion of results have been restricted in this paper to basin totals and oil resource components of the more important play groups. In all cases, the resources reported are expressed as "technically recoverable" in contrast to "in place" volumes. The expression "technically recoverable" means the quantity of hydrocarbon that could be produced from a pool by both primary and normal secondary recovery (i.e., pressure maintenance) techniques, but excluding more exotic enhanced recovery methods.

JEANNE D'ARC BASIN AND ENVIRONS ENDOWMENT

The oil resources estimated to exist within the Jeanne d'Arc Basin assessment area are shown in Figure 45. The range in values shown represents the 50 per cent confidence interval for the estimates, i.e., there is a 75 per cent chance that the quantity estimated is at least 3.3 billion barrels (0.52 10^9m^3) and there is only a 25 per cent chance that the total amount exceeds 5.3 billion barrels (0.84 10^9m^3). It should be noted that higher and lower values exist beyond the 50 per cent confidence range, with appropriate levels of confidence. The figure also discriminates between that portion of the total endowment that has currently been

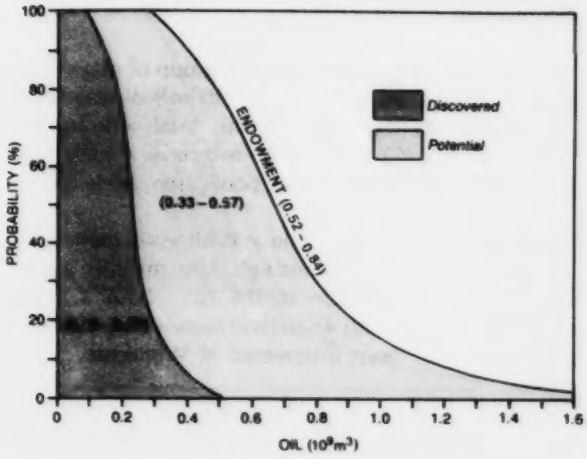

Figure 45. Distribution of estimates of total basin endowment, subdivided into discovered resources and potential. (Number in brackets 10^9m^3)

discovered (1.2–1.7 billion barrels; 0.19–0.27 10^9m^3) and the remaining potential (2.1–3.6 billion barrels; 0.33–0.57 10^9m^3). The discovered component describes the uncertainty that surrounds the median values listed in Table 2 for each discovered pool in the basin. In total, 21 pools have been discovered in 14 fields, totalling 1.5 billion barrels (0.24 10^9m^3) at a median value.

TRANS-BASIN FAULT TREND GROUP

Five plays constitute the Trans-Basin Fault Trend Group, each play being defined by a specific stratigraphic interval that contains potential reservoir rocks (see Fig. 44). The play group is defined by a series of structures that cross the southern region of the basin. These structures are related to normal faults associated with the removal of deep salt or to others relating to the rifting process. Most of these faults are down-to-the-basin-type growth faults, although a number of significant antithetic faults are also present. Because of different history of sedimentation, not all reservoir packages will be present in any specific structure. However, some degree of stacking of pools is considered likely in this play group, as in Hibernia, Hebron, and West Ben Nevis.

Endowment

The total endowment estimated for the five plays in this group is 1.3 to 2.2 billion barrels (0.21–0.35 10^9m^3) of technically recoverable oil (Fig. 46). The range in values quoted expresses the 50 per cent interval of confidence, i.e., for the lesser value there is a 75 per cent chance that the true value will be at least this large, and for the larger value quoted there is only a 25 per cent chance that the true value will exceed this amount.

Discovered oil resources amount to 700 to 1000 million barrels (112–160 10^6m^3) of oil located in 13 significant discoveries (see Table 2). These include two pools in the Hibernia field and one at Hebron that contain in excess of 100 million barrels (16 10^6m^3).

The remaining oil potential in this play group is estimated at 600 to 1500 million barrels (96–240 10^6m^3) of technically recoverable oil.

The estimates were prepared to include an estimate of the size ranges of individual pools expected in each play. That information is summarized in Figure 47. It was predicted that four pools would exceed 100 million barrels (16 10^6m^3), and of these, three have already been discovered. An additional nine pools of between 25 and 100 million barrels (4–16 10^6m^3) were predicted. Two of the pools in this size class have been discovered. It is significant to note that approximately 80 per cent of the total oil endowment of this play group is expected to occur in pools larger than 25 million barrels (4 10^6m^3). Such a concentration of resources is typical of the structural family of plays.

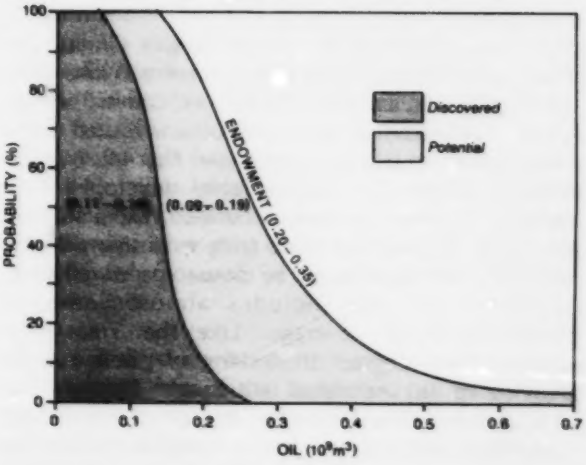

Figure 46. Distribution of estimates of total endowment for the five plays of the Trans-Basin Fault Trend Group, subdivided into discovered resources and potential. (Number in brackets 10^9m^3)

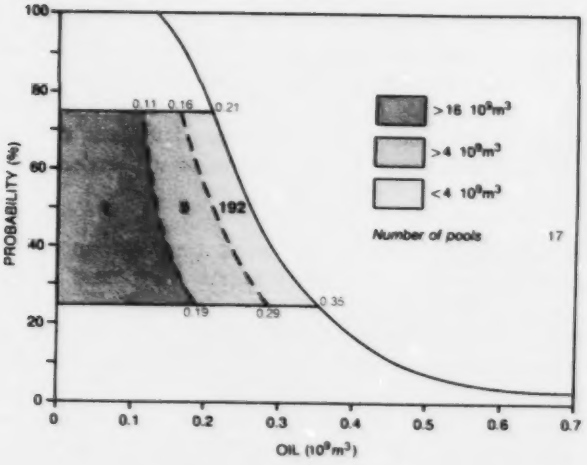

Figure 47. Distribution of estimates of total endowment for the Trans-Basin Fault Trend Group, illustrating the number and portions of the endowment expected to occur in pools of specified class sizes.

Although the focus of this report is on oil, exploration in this play group has also discovered more than 1.6 TCF (45.3 10^9m^3) of gas containing approximately 40 million barrels (6.3 10^6m^3) of gas liquids (Table 2).

BASIN MARGINS GROUP

Three plays make up the Basin Margins Group. The major objectives are reservoirs in the Avalon/Ben Nevis, Hibernia, and Jeanne d'Arc sandstones. The play group is defined by a series of structures related to the development of the basin itself (see Fig. 44). Most of these structures are normal faults developed as a tectonic response to crustal extension. Exploration in this group of plays has been fairly extensive with the structures well documented by closely spaced reflection seismic lines and includes almost complete three-dimensional coverage. Like the Trans-Basin Group, some degree of stacking of pools can be anticipated in individual structures. Because the structures are located near the sites of maximum sand deposition, sand against sand combinations across the faults can result in a loss of seal for some of the traps, limiting the size of potential accumulations. This appears to be the reason for the lack of hydrocarbons in some of the drilled prospects, particularly at the Hibernia reservoir level.

Endowment

The estimated endowment for this group of plays is 1.1 to 1.7 billion barrels (0.17–0.27 10^9m^3) of technically recoverable oil (Fig. 48). Of this total, 400 to 700 million barrels (63.6–111.3 10^6m^3) have already been discovered in a total of five pools (see Table 2).

These include two pools, one at Whiterose, the other at Terra Nova, that each exceed 100 million barrels (16 10^6m^3). In addition to the oil, about 1.1 TCF (31 10^9m^3) of gas with 45 million barrels (7.2 10^6m^3) of gas liquids has been discovered at Whiterose.

Estimates of potential in this play group suggest that 700 to 1000 million barrels (0.11–0.16 10^9m^3) of oil remain to be discovered (Fig. 48). Estimates of individual pool size predict that three pools having in excess of 100 million barrels (16 10^6m^3) of recoverable oil (Fig. 49) may exist. Two of the three pools in this class have already been discovered. In the size range of 25 to 100 million barrels (4–16 10^6m^3), 11 pools are predicted, of which only one has been discovered. Like the Trans-Basin Group, the Basin Margin Group of plays shows a strong concentration of the total endowment into a limited number of large pools.

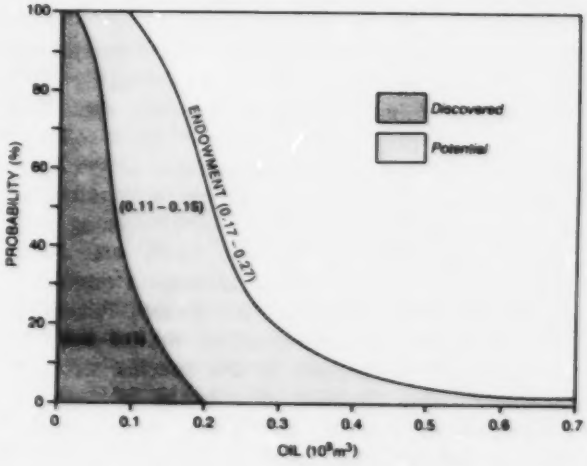

Figure 48. Distribution of estimates of total endowment for the three plays of the Basin Margins Group, subdivided into discovered resources and potential.

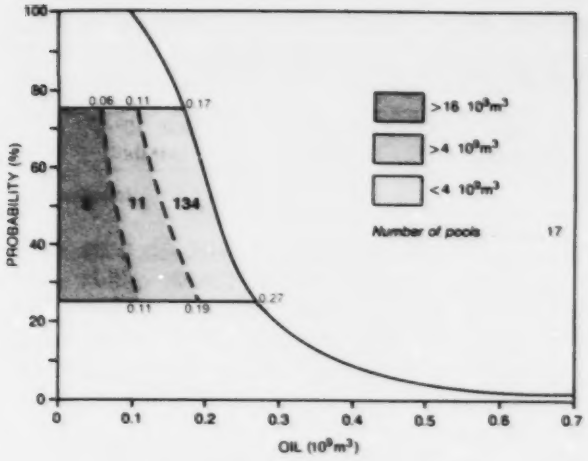

Figure 49. Distribution of estimates of total endowment for the Basin Margins Group, illustrating the numbers and portions of the endowment expected to occur in pools of specified class sizes.

RIDGE GROUP

Two plays, based on geographic criteria, make up the Ridge Group. The Outer Ridge play was defined to include those pools and prospects in structures that occur in the central section of the Outer Ridge Complex. It is separated from the North play along the axis of the Ragnar Depression. Both plays involve complex fault structures where the potential reservoir rocks are sandstones of the Voyager and/or Rankin formations. Relatively complete coverage by reflection seismic has defined most of the structures, which tend to be fragmented. Reservoir sandstones tend to be thinner in the Outer Ridge Complex than the sandstone reservoir packages of the Jeanne d'Arc Basin. Although the potential reservoir sandstones bracket the principal source rock interval of the region, the quality and maturity of the source rocks is poorly understood.

Endowment

The endowment estimated for this play group is 210 to 330 million barrels (33.4–52.4 10^6m^3). Because of the greater degree of uncertainty in our geological understanding of these plays, the distribution of potential has a maximum value in excess of one billion barrels, which although unlikely, could in fact exist.

Discovered oil resources amount to 6 to 11 million barrels (1.0–1.7 10^6m^3) in one discovery and a combined total of about 500 BCF (14 10^6m^3) of gas with 13 million barrels (2.1 10^6m^3) of associated liquids (Table 2) in two other discoveries.

The estimated potential of the play group is 204 to 220 million barrels (32–35 10^6m^3) of technically recoverable oil.

Maximum pool size estimated for this play group include three pools expected to be larger than 25 million barrels (4 10^6m^3) but none as large as 100 million barrels (16 10^6m^3).

NORTH JEANNE D'ARC BASIN GROUP

Two plays constitute the North Jeanne d'Arc Basin Group. Both are structural plays. The diapir play includes two families of prospects, one family associated with the diapirs themselves, the second with a group of fault structures that appear to be influenced by either salt removal, or salt thickening at depth. The second play includes faulted prospects associated with the horst that occurs in the Jeanne d'Arc Basin north of latitude 47°N, and additional prospects in tilted fault blocks along the western basin margin. The major risk in these plays concerns the presence of reservoirs with adequate net pay thickness to accumulate economic pool sizes. Secondary risks concern the adequacy of seal of potential traps because of the complex faulting.

Endowment

The total endowment estimated for the North Jeanne d'Arc Basin Group is 70 to 93 million barrels (11–15 10^6m^3). The full distribution of the potential for this play group also has a large maximum value (greater than 240 million barrels [38 10^6m^3]), which reflects the degree of uncertainty of our geological knowledge. Unlike most other parts of the basin, much of the play area is only covered by reconnaissance reflection seismic lines.

Only one discovery has been made in this play group: at Adolphus from a thin sandstone just beneath the Petrel Limestone, where about two million barrels of oil are indicated. The remaining play potential for this play group is estimated to be 67 to 91 million barrels (11–14 10^6m^3) of technically recoverable oil. This analysis would (admittedly based on limited data) suggest that there should be no accumulations in pools of sizes greater than 25 million barrels (4 10^6m^3).

TABLE 2

Discovered resources of oil, gas and natural gas liquids (ethane and higher)*

Pool Name	Formation	Oil 10^6m^3 (MMbbl)		Gas 10^9m^3 (BCF)		NGL 10^6m^3 (MMbbl)	
Trans-Basin Group							
Ben Nevis	Ben Nevis	3.0	(18.9)				
Ben Nevis	Eastern Shoals ("A" Marker)			0.3	(10.1)	0.04	(0.27)
Ben Nevis	Hibernia (lower zone)			6.2	(218.0)	4.62	(29.1)
Hebron	Ben Nevis	20.2	(127.0)				
Hebron	Hibernia (upper zone)	7.2	(45.0)				
Hebron	Jeanne d'Arc	3.2	(19.9)	2.9	(102.0)		
Hibernia**	Avalon/Ben Nevis	28.9	(182.0)				
Hibernia***	Catalina	0.1	(0.6)	29.8	(1051.0)		
Hibernia**	Hibernia	76.9	(484.0)				
Hibernia	Jeanne d'Arc	0.8	(5.0)				
Nautilus		2.1	(13.2)	3.3	(115.0)	0.67	(4.2)
N. Ben Nevis		2.9	(18.4)	4.1	(144.0)	1.16	(7.3)
S. Mara		0.6	(3.6)				
W. Ben Nevis	Ben Nevis	0.6	(4.0)				
W. Ben Nevis	Eastern Shoals ("A" Marker)	3.3	(21.0)				
Basin Margins Group							
Bonne Bay		1.1	(6.9)				
Fortune		0.9	(5.6)				
Terra Nova		54.2	(341.0)				
Whiterose	Avalon/Ben Nevis	24.3	(152.6)	32.3	(1138.5)	7.17	(45.1)
Whiterose	Hibernia	3.4	(21.7)				
Outer Ridge Group							
N. Dana				13.3	(470.0)	1.80	(11.3)
S. Tempest		1.3	(8.3)				
Trave				0.8	(30.0)	0.22	(1.4)
N. Jeanne d'Arc Group							
Adolphus		0.3	(2.0)				
Stratigraphic Traps Group							
Beothuk		0.4	(2.6)				
Mara		3.6	(22.9)				
Whiterose				9.0	(318.0)	1.58	(10.0)
Totals		239.3	(1506)	101.9	(3597)	17.26	(109)

* Source: Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board
** Volumetric estimate by COGLA, all others are median values from distributions
*** Newfoundland Labrador Petroleum Directorship

STRATIGRAPHIC TRAPS GROUP

In all petroleum basins, a portion of the trapped hydrocarbons occurs in stratigraphic traps. Where few or no discoveries have yet been made, it is difficult to estimate what the potential of a given basin might be. D. Klemme (pers. comm.) has attempted to classify basins by their structural type and relate basin type to the nature of hydrocarbon occurrences. For strongly structured basins, such as the Jeanne d'Arc, he estimates that as much as 15 per cent of the total endowment should occur in stratigraphic plays. This analysis has used that assumption. Three types of stratigraphic plays have been considered in the analysis: 1) the basin margin pinchout of the Jeanne d'Arc sandstone; 2) the Lower Cretaceous subcrop of the

reservoir sandstone at the Cretaceous unconformities; and 3) shale enclosed sandstone that occurs as channel fill or marine fans in the Upper Cretaceous and lower Tertiary fill of the basin.

Endowment

The total endowment estimated for the Stratigraphic Traps Group is 300 to 1000 million barrels (48–159 10^6m^3) of technically recoverable oil. Because of the possibility of any particular reservoir acting as a major collector for hydrocarbons, the low probability part of the distribution has a very large potential value.

Discovered hydrocarbons include two oil finds amounting to 25.5 million barrels (4 10^6m^3), and one gas discovery with 318 BCF (9 10^9m^3) of gas and 10 million barrels (1.6 10^6m^3) of associated natural gas liquids (Table 2).

The estimate of the remaining potential is 275 to 975 million barrels (44–155 10^6m^3) of technically recoverable oil. No estimate of expected individual pool sizes was attempted.

COMPARISON WITH PREVIOUS ESTIMATES

The last estimates of oil and gas resources for the Jeanne d'Arc Basin were included in GSC Paper 83-31, *Oil and Natural Gas Resources of Canada* (Procter et al., 1984). There, reported under "East Newfoundland Shelf", the oil endowment was estimated to range from a high confidence (95% probability) of 2.9 billion barrels to 17 billion barrels (0.46–2.7 10^9m^3) at a speculative level (5%). The average expectation was 8.9 billion barrels (1.41 10^9m^3). Comparable values contained in the current report would be: high confidence of 2.3 billion barrels (0.37 10^9m^3), speculative level of 8.6 billion barrels (1.37 10^9m^3), and an average value of 4.7 billion barrels (0.75 10^9m^3). At the time of the previous estimates, the Hibernia field reserves were estimated to be slightly more than one billion barrels (0.16 10^9m^3). Since then, the reserves at Hibernia have been substantially revised downward; several of the larger targets then known to exist have been tested, with mixed results; the amount and quality of reflection seismic has increased substantially; and a significantly better understanding of the geological framework and better play definition has been achieved. Each of these elements has led to the substantial reduction in estimated quantities of oil and gas in the basin as shown by the estimates contained in this report.

SUMMARY AND CONCLUSIONS

Exploration to date in the Jeanne d'Arc Basin and environs has been highly successful. Drilling of about 40 exploratory wells has resulted in the discovery of 21 oil and 11 gas pools in 17 fields. These include the giant Hibernia discovery, with reserves of about 670 million barrels (106 10^6m^3), as well as Terra Nova, with major field status and about 350 million barrels (56 10^6m^3) of oil. The two play groups that contain these discoveries, Trans-Basin Fault Trend and Basin Margins, have an exploration success rate of about 40 per cent — remarkable for a frontier basin. Discoveries and potential for the five play groups are summarized in Table 3. Discoveries to date total 1506 million barrels (240 10^6m^3) of oil; 3597 BCF (102 10^6m^3) of natural gas; and 109 million barrels (17 10^6m^3) of natural gas liquids (all median values). In addition, it is estimated that the basin contains undiscovered oil resources of between 2.1 and 3.6 billion barrels (0.33–0.57 10^9m^3) (50 per cent confidence range) with an average expectation of 3.0 billion barrels (0.48 10^9m^3).

TABLE 3

Summary of expected values of discovered oil resources and potential listed by exploration play groups in the Jeanne d'Arc Basin

Play Group	Oil 10^9 bbl (10^9m^3) Discovered	Potential
Trans-Basin Fault Trend	0.943 (0.150)	0.903 (0.144)
Basin Margins	0.528 (0.084)	1.056 (0.168)
Outer Ridge	0.008 (0.001)	0.294 (0.047)
North Jeanne d'Arc Basin	0.002 (0.000)	0.079 (0.013)
Stratigraphic Traps	0.026 (0.004)	0.653 (0.014)

To put the results of the current analysis in a more useful perspective, focusing on the primary area of interest, the estimates of oil endowment for the four structurally controlled play groups (i.e., excluding those of the stratigraphic play group) are given in Figure 50. The endowment values, ranging from 3.0 to 4.3 billion barrels (0.48–0.68 10^9m^3), represent the resources associated with the plays that have been the main focus of exploration to date. These plays are expected to contain the primary targets in the next phase of exploration. The distribution of pool sizes in the structural plays (Fig. 50) is of greatest concern as it affords a measure of the continued potential that this basin has in terms of commercial, attractive prospects for future drilling. The figure shows a highly concentrated oil resource with more than 40 per cent of

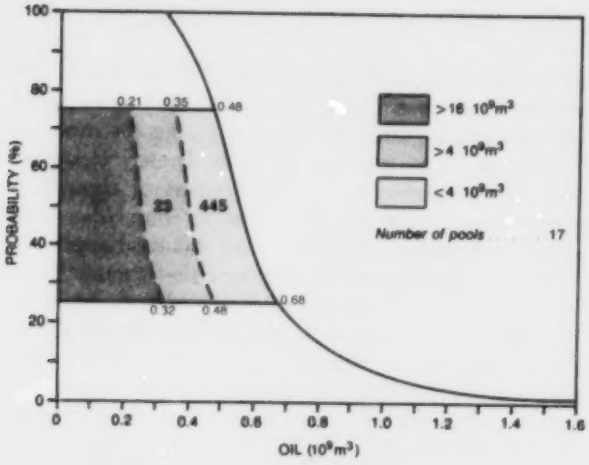

Figure 50. Distribution of estimates of the total endowment of the structural plays, illustrating the numbers and portions of the endowment expected to occur in pools of specified class sizes.

the total oil predicted to occur in only seven pools, each greater than 100 million barrels (16 10^6m^3). Five of these have already been discovered. The next size class, which includes pools between 25 and 100 million barrels (4–16 10^6m^3), is estimated to contain about one billion barrels located in 23 pools, three of which have already been found. Note that the two size classes greater than 25 million barrels are estimated to contain about two thirds of the oil associated with the structural plays in only 30 pools. The remaining one third of the resource is thought to occur in more than 400 pools. Targets that could contain the larger of the undiscovered pools, certainly those in the two size classes greater than 25 million barrels (4 10^6m^3), can be seen with existing seismic coverage.

In conclusion, the following points are considered appropriate, on the basis of the current analysis of the oil and gas resources of the Jeanne d'Arc Basin:

1. Although the present estimates of oil endowment for the basin are significantly less than those of 1983 (Procter et al., 1984), the basin is still considered rich and highly prospective.

2. The remaining potential, averaging about 3.0 billion barrels (0.48 10^9m^3), especially that part predicted to occur in two pools greater than 100 million barrels (16 10^6m^3) and in 20 pools greater than 25 million barrels (4 10^6m^3), is sufficient for exploration in the basin to be continued.

REFERENCES

Amoco Canada Petroleum Company Ltd. and Imperial Oil Ltd.
1973: Regional geology of the Grand Banks. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 21, p. 479–503.

Arthur, K.R., Cole, D.R., Henderson, G.G.L., and Kushnir, D.W.
1982: Geology of the Hibernia discovery. *In* The Deliberate Search for the Subtle Trap, M.T. Halbouty (ed.); American Association of Petroleum Geologists, Memoir 32, p. 181–195.

Bentley, C.R. and Worzel, J.L.
1956: Geophysical investigations in the emerged and submerged Atlantic coastal plain: Part X, continental slope and continental rise south of the Grand Banks. Geological Society of America, Bulletin, v. 67, p. 1–18.

Bower, M.E.
1961: Sea magnetometer surveys of the Grand Banks of Newfoundland, Burgeo Bank, and St. Pierre Bank. Geological Survey of Canada, Paper 61-30, 11 p.

Brown, D.M., McAlpine, K.D., and Yole, R.W.
1989: Sedimentology and sandstone diagenesis of Hibernia Formation in Hibernia Oil Field, Grand Banks of Newfoundland. American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, v. 73, p. 557–575.

Bujak Davies Group
1987: Palynological biostratigraphy of the interval 395-4203 m, Panther P-52, Grand Banks. Geological Survey of Canada, Open File 1876.

CNOPB (Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board)
1988: Schedule of Wells, Newfoundland Offshore Area.

1989: Annual Report 1988–1989.

1990: Schedule of Wells, Newfoundland Offshore Area.

Creaney, S. and Allison, B.H.
1987: An organic geochemical model of oil generation in the Avalon/Flemish Pass subbasins, east coast Canada. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 35, p. 12–23.

Drake, C.L., Heirtzler, J., and Hirshman, J.
1963: Magnetic anomalies off eastern North America. Journal of Geophysical Research, v. 68, p. 5259–5275.

Enachescu, M.R.
1986: Integrated geophysical study of Newfoundland continental margin (east coast Canada). (Abstract.) Society of Exploration Geophysicists Fifty-Sixth Annual International Meeting and Exposition, Expanded Abstracts, p. 488–492.

1987: The tectonic and structural framework of the northeast Newfoundland continental margin. *In* Sedimentary Basins and Basin-Forming Mechanisms, C. Beaumont and A.J. Tankard (eds.); Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 12, p. 117–146.

Ewing, J. and Ewing, M.
1959: Seismic refraction measurements in the Atlantic Ocean basin, in the Mediterranean Sea, on the mid-Atlantic Ridge, and in the Norwegian Sea. Geological Society of America, Bulletin, v. 70, p. 291–317.

Grant, A.C.
1971: Geological and geophysical results bearing upon the structural history of the Flemish Cap region. Earth Science Symposium on Offshore Eastern Canada, February, 1971. (Abstracts)

Grant, A.C. and McAlpine, K.D.
1990: The continental margin around Newfoundland. *In* Geology of the Continental Margin Off Eastern Canada, M.J. Keen and G.L. Williams (eds.); Geological Survey of Canada, Geology of Canada, no. 2, and the Geology of North America; Geological Society of America, v. I–1, p. 239–292.

Grant, A.C., McAlpine, K.D., and Wade, J.A.
1986a: The continental margin of eastern Canada; geological framework and petroleum potential. *In* Future Petroleum Potential Provinces of the World, M.T. Halbouty (ed.); American Association of Petroleum Geologists, Memoir 40, p. 177–205.

1986b: Offshore geology and petroleum potential of eastern Canada. Energy Exploration and Exploitation, v. 4, p. 5–52.

Hood, P.J. and Godby, E.A.
1965: Magnetic profile across the Grand Banks and Flemish Cap off Newfoundland. Canadian Journal of Earth Sciences, v. 2, p. 85–92.

Hubbard, R.J., Pape, J., and Roberts D.G.
1985: Depositional sequence mapping to illustrate the evolution of a passive continental margin. *In* Seismic Stratigraphy II, O.R. Berg and D.C. Woolverton (eds.); American Association of Petroleum Geologists, Memoir 39, p. 93–115.

Jansa, L.F. and Wade, J.A.
1975a: Paleogeography and sedimentation in the Mesozoic and Cenozoic, southeastern Canada. *In* Canada's Continental Margins and Offshore Petroleum Exploration, C.J. Yorath, E.R. Parker, and D.J. Glass (eds.); Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 4, p. 79–102.

1975b: Geology of the continental margin off Nova Scotia and Newfoundland. *In* Offshore Geology of Eastern Canada, W.J.M. van der Linden and J.A. Wade (eds.); Geological Survey of Canada, Paper 74-30, p. 51–105.

Keen, C.E., Boutilier, R., de Voogd, B., Mudford, B., and Enachescu, M.
1987: Crustal geometry and extensional models for the Grand Banks, eastern Canada; constraints from deep seismic reflection data. *In* Sedimentary Basins and Basin-Forming Mechanisms, C. Beaumont and A.J. Tankard (eds.); Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 12, p. 101–115.

McAlpine, K.D.
1990: Mesozoic stratigraphy, sedimentary evolution, and petroleum potential of the Jeanne d'Arc Basin, Grand Banks of Newfoundland. Geological Survey of Canada, Paper 89-17, 50 p.

McAlpine, K.D., Bell, J.S., Avery, M.P., Snowdon, L.R., and Brooks, P.W.
1986: Hydrocarbon generation in the Jeanne d'Arc Basin, offshore Newfoundland. (Abstract.) Geological Survey of Canada Forum — Activities on Oil and Gas in Canada, Program with Abstracts, p. 11.

McAlpine, K.D. and Edwards, A.
1988: The Mesozoic stratigraphy of the Jeanne d'Arc Basin. (Abstract.) Geological Association of Canada, Program with Abstracts, v. 13, p. A81.

McKenzie, R.M.
1981: The Hibernia — a classic structure. Oil and Gas Journal, September 21, v. 79, p. 240–246.

Podruski, J.A., Barclay, J.E., Hamblin, A.P., Lee, P.J., Osadetz, K.G., Procter, R.M., and Taylor, G.C.
1988: Conventional oil resources of Western Canada (light and medium), Part I. Geological Survey of Canada, Paper 87-26, 149 p.

Powell, T.C.
1984: Hydrocarbon-source relationships, Jeanne d'Arc and Avalon basins, offshore Newfoundland. Geological Survey of Canada, Open File Report 1094, 12 p.

Press, F. and Beckmann, W.C.
1954: Geophysical investigations in the emerged and submerged Atlantic Coastal Plain: Part VIII, Grand Banks and adjacent shelves. Geological Society of America, Bulletin, v. 65, p. 299–313.

Procter, R.M., Taylor, G.C., and Wade, J.A.
1983: Oil and natural gas resources of Canada. Geological Survey of Canada, Paper 83-31, 59 p.

Sheridan, R.E. and Drake, C.L.
1968: Seaward extension of the Canadian Appalachians. Canadian Journal of Earth Sciences, v. 5, p. 337–373.

Sherwin, D.F.
1973: Scotian Shelf and Grand Banks. *In* The Future Petroleum Provinces of Canada, R.G. McCrossan (ed.); Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 1, p. 519–559.

Sinclair, I.K.
1988: Evolution of Mesozoic–Cenozoic sedimentary basins in the Grand Banks area of Newfoundland and comparison with Falvey's (1974) rift model. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 36, p. 255–273.

Swift, J.H. and Williams, J.A.
1980: Petroleum source rocks, Grand Banks areas. *In* Facts and Principles of World Petroleum Occurrence, A.D. Miall (ed.); Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 6, p. 567–588.

Tankard, A.J. and Welsink, H.J.
1987: Extensional tectonics and stratigraphy of Hibernia oil field, Grand Banks, Newfoundland. American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, v. 71, p. 1210–1232.

in press: Extensional tectonics and stratigraphy of the Mesozoic Grand Banks of Newfoundland. *In* Triassic–Jurassic Rifting and Opening of the Atlantic, W. Manspeizer (ed.); Amsterdam, Elsevier Science Publishers.

Verrill, A.E.
1878: Occurrence of fossiliferous Tertiary rocks on the Grand Banks and Georges Bank. American Journal of Science, Series 3, v. 16, p. 323–324.

von der Dick, H., Meloche, J.E., Dwyer, J., and Gunther, P.
1989: Source rock geochemistry and hydrocarbon generation in the Jeanne d'Arc Basin and Grand Banks, offshore Eastern Canada. Journal of Petroleum Geology, v. 12, p. 51–68.

COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA
CARTE

RESSOURCES PÉTROLIÈRES DU BASSIN DE JEANNE D'ARC ET DES ENVIRONS, GRAND BANCS, TERRE-NEUVE

1982

Canada

L'ÉNERGIE DE NOS RESSOURCES

NOTRE FORCE CRÉATRICE

COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA
ÉTUDE 92-8

RESSOURCES PÉTROLIÈRES DU BASSIN DE JEANNE D'ARC ET DES ENVIRONS, GRAND BANCS, TERRE-NEUVE

PARTIE I : CADRE GÉOLOGIQUE

I.K. Sinclair, K.D. McAlpine, D.F. Sherwin,
et N.J. McMillan

PARTIE II : POTENTIEL EN HYDROCARBURES

G.C. Taylor, M.E. Best, G.R. Campbell, J.P. Hea,
D. Henao et R.M. Procter

1992

©Ministere des Approvisionnements et Services Canada 1992

En vente au Canada par l'entremise des Librairies associées et autres libraires
ou par la poste auprès du Groupe Communication Canada — Édition, Ottawa, Canada K1A 0S9
et aussi aux: Bureaux de la Commission géologique du Canada:
601, rue Booth, Ottawa, Canada K1A 0E8
3303-33rd Street N.W., Calgary, Alberta T2L 2A7

On peut également consulter cette publication dont un
exemplaire a été déposé dans les libraries publiques du Canada

N° de catalogue M44-92/8
ISBN 0-660-57086-6

Changement de prix possible

Lecteurs critiques

Richard R. Boudreau
Fred H. Trollope

Rédactrice

Linda Reynolds

Composition typographique et mise en page

Maria Jacobs
Patricia Greener

Figures

Réalisées à forfait pour le compte de l'Institut de géologie sédimentaire et pétrolière

Adresses des auteurs

I.K. Sinclair et D. Henao
Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers
1040 Water Street
St. John's, Terre-Neuve A1C 6H6

M.E. Best
Centre géoscientifique du Pacifique
Commission géologique du Canada
Sidney, Colombie-Britannique V8L 4B2

G.R. Campbell
Office national de l'énergie
311-6e, Avenue S.O.
Calgary, Alberta
T2P 3H2

J.P. Hea
Centre de recherches pour le développement international
250, rue Albert
Ottawa, Ontario K1G 3H9

K.D. McAlpine
Centre géoscientifique de l'Atlantique
Dartmouth, Nouvelle-Ecosse
B2Y 4A2

N.J. McMillan
Institut de géologie sédimentaire et pétrolière
3303 - 33rd Street N.W.
Calgary, Alberta T2L 2A7

R.M. Procter et G.C. Taylor
PRAS Consultants
100 Discovery Place One
3553 - 31st Street N.W.
Calgary, Alberta T2L 2K7

D.F. Sherwin
R.R. n° 1
Balderston, Ontario
K0G 1A0

Manuscrit remis: 90.12.11
Apprové aux fins de publication: 90.12.11

TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ i

PARTIE I : CADRE GÉOLOGIQUE

INTRODUCTION 1

GÉOLOGIE RÉGIONALE 1
- Contexte général du bassin de Jeanne d'Arc 1
- Stratigraphie du bassin de Jeanne d'Arc 2

MODÈLE DE PIÉGEAGE DES HYDROCARBURES 2
- Roches mères 5
- Migration du pétrole 6
- Datation de la genèse 6

HISTORIQUE DE L'EXPLORATION 6
- Introduction 6
- Acquisition de terres 8
- Exploration géophysique et carottage 9
- Forage 11
- Découvertes importantes 13
  - Hibernia 13
  - Ben Nevis 14
  - South Tempest 15
  - Hebron 15
  - Nautilus 15
  - North Dana 15
  - Terra Nova 15
  - Trave 18
  - South Mara 18
  - Whiterose 18
  - West Ben Nevis 18
  - Mara 19
  - North Ben Nevis 19
  - Fortune 19
  - Springdale 19

GÉOLOGIE DU PÉTROLE ET ZONES PÉTROLIÈRES FAVORABLES 22
- Groupe de la direction de faille transbassinale 22
  - Formation de Jeanne d'Arc 22
  - Formation d'Hibernia 23
  - Formation de Catalina 24

Formation d'Eastern Shoals 26
Formations d'Avalon et Ben Nevis 27
Groupe des marges du bassin 28
Formation de Jeanne d'Arc 28
Formation d'Hibernia 30
Formations d'Avalon et de Ben Nevis 31
Groupe de la dorsale 32
Dorsale externe 32
Dorsale septentrionale 34
Groupe du bassin de Jeanne d'Arc du Nord 35
Diapirs salifères 35
Structures faillées 36
Groupe des pièges stratigraphiques 37
Biseau de la Formation de Jeanne d'Arc 38
Sous-affleurement de grès du Crétacé inférieur 39
Grès limité par du shale 40

ÉVALUATION DES RESSOURCES TOTALES 41

PARTIE II : POTENTIEL EN HYDROCARBURES

INTRODUCTION 42

CADRE GÉOLOGIQUE 42

GÉOLOGIE DU PÉTROLE 42

ÉVALUATION DES RESSOURCES PÉTROLIÈRES 43

RESSOURCES TOTALES DU BASSIN DE JEANNE D'ARC ET DES ENVIRONS 44
Groupe de la direction de faille transbassinale 44
Ressources totales 44
Groupe des marges du bassin 46
Ressources totales 46
Groupe de la dorsale 47
Ressources totales 47
Groupe du bassin de Jeanne d'Arc du Nord 47
Ressources totales 48
Groupe des pièges stratigraphiques 48
Ressources totales 48

COMPARAISON AVEC L'ÉVALUATION PRÉCÉDENTE 48

RÉSUME ET CONCLUSIONS 48

BIBLIOGRAPHIE 50

LISTE DES FIGURES

FIGURES

1. Bassins sédimentaires au large de l'est de Terre-Neuve 3
2. Bassin de Jeanne d'Arc, emplacements des puits et épaisseur des sediments 4
3. Coupe schématique du bassin de Jeanne d'Arc 5
4. Stratigraphie générale du bassin de Jeanne d'Arc 5
5. Données Rock-Eval provenant des puits Rankin M-36 et Panther P-52 7
6. Diagramme de la pression au regard à la profondeur pour six puits dans le bassin de Jeanne d'Arc 8
7. Temps de parcours et pression dans certaines roches de la Formation d'Hibernia 9
8. Carte de maturité du Membre d'Egret 10
9. Titulaires des terres—au milieu de 1967 11
10. Titulaires des terres—au milieu de 1989 11
11. Activité sismique 12
12. Travaux de forage 14
13. Classification des zones pétrolières, découvertes 20
14. Direction de faille transbassinale, zone cible de Jeanne d'Arc 22
15. Direction de faille transbassinale, type de piège dans la zone de Jeanne d'Arc 23
16. Direction de faille transbassinale, zone cible d'Hibernia 23
17. Direction de faille transbassinale, type de piège dans la zone d'Hibernia 24
18. Direction de faille transbassinale, zone cible de Catalina 25
19. Direction de faille transbassinale, type de piège dans la zone de Catalina 25
20. Direction de faille transbassinale, zone cible d'Eastern Shoals 26
21. Direction de faille transbassinale, type de piège dans la zone d'Eastern Shoals 26
22. Direction de faille transbassinale, zone cible d'Avalon/Ben Nevis 27
23. Direction de faille transbassinale, type de piège dans la zone d'Avalon/Ben Nevis 28
24. Marges du bassin, zone cible de Jeanne d'Arc 29
25. Marges du bassin, type de piège dans la zone de Jeanne d'Arc 29
26. Marges du bassin, zone cible d'Hibernia 30
27. Marges du bassin, type de piège dans la zone d'Hibernia 30
28. Marges du bassin, zone cible d'Avalon/Ben Nevis 31
29. Marges du bassin, type de piège dans la zone d'Avalon/Ben Nevis 32
30. Zone cible de la dorsale externe 33
31. Type de piège dans la dorsale externe 33
32. Zone cible de la dorsale septentrionale 34
33. Type de piège dans la dorsale septentrionale 35
34. Jeanne d'Arc du Nord, zone cible du diapir salifère 36
35. Jeanne d'Arc du Nord, type de piège dans le diapir salifère 36
36. Jeanne d'Arc du Nord, zone cible des structures faillées 37
37. Jeanne d'Arc du Nord, type de piège dans les structures faillées 37
38. Pièges stratigraphiques, zone cible du biseau de Jeanne d'Arc 38
39. Pièges stratigraphiques, type de piège dans les biseau de Jeanne d'Arc 38
40. Pièges stratigraphiques, zone cible du sous-affleurement de grès du Crétacé inférieur 39
41. Pièges stratigraphiques, types de zones pétrolières dans le sous-affleurement de grès du Crétacé inférieur 39
42. Pièges stratigraphiques, zone cible des grès limités par du shale 40
43. Pièges stratigraphiques, type de zone pétrolière des grès du Crétacé supérieur et du Tertiaire 41

44. Carte sommaire montrant les limites des groupes de zones d'exploration et l'emplacement des principales découvertes 43
45. Distribution des évaluations des ressources totales du bassin 44
46. Distribution des évaluations des ressources totales dans les cinq zones du groupe de la direction de faille transbassinale 44
47. Distribution des évaluations des ressources totales dans le groupe de la direction de faille transbassinale 46
48. Distribution des évaluations des ressources totales dans les trois zones du groupe des marges du bassin 46
49. Distribution des évaluations des ressources dans le groupe des marges du bassin 47
50. Distribution des évaluations des ressources totales dans les zones structurales illustrant la quantité et les parties des ressources que devraient contenir les gisements de dimensions spécifiées 49

TABLEAUX

1. Gisements dans le bassin de Jeanne d'Arc et des environs 16
2. Découvertes de pétrole, de gaz et de gaz naturel liquéfié (éthane et supérieur) 45
3. Résumé des valeurs prévues des ressources en pétrole découvertes et des ressources potentielles par groupe de zones pétrolières favorables dans le bassin de Jeanne d'Arc 49

RÉSUMÉ

Une série de bassins sédimentaires mésozoïques reposent sur la large plate-forme continentale de Terre-Neuve. À ce jour, les recherches effectuées ont révélé que seuls le bassin de Jeanne d'Arc et les zones environnantes contiennent des quantités potentiellement commerciales de pétrole et de gaz. La mise en place des roches mères et des roches réservoirs ainsi que les mécanismes de maturation des roches mères et de migration et de piégeage des hydrocarbures sont dus à des forces de distension cycliques liées à l'ouverture de l'Atlantique du Nord.

L'exploration géophysique de la région des Grands Bancs a débuté au début des années 1950. Le premier programme de levés sismiques par l'industrie a été mis en oeuvre par l'Amoco en 1965. Les premiers puits ont été forés dans le bassin de Jeanne d'Arc et les environs en 1971 et, après une interruption de 1975 à 1978, les travaux de forage ont repris pour atteindre un niveau record en 1984. Au total, 67 puits ont été forés et l'on a enregistré des données sismiques sur plus de 150 000 km dans la zone à l'étude jusqu'à la fin de 1989.

Dans la partie I du rapport, 15 zones d'exploration d'hydrocarbures ont été définies en fonction de la zone et du type de piège ainsi que de l'horizon lithostratigraphique en indiquant le faciès de la roche réservoir. Dans la partie II, on utilise les données sismiques et de puits de chaque zone pétrolière pour évaluer statistiquement les potentiels total et résiduel en hydrocarbures du bassin de Jeanne d'Arc et des environs.

PARTIE I : CADRE GÉOLOGIQUE

INTRODUCTION

Le Secrétariat d'évaluation des ressources pétrolières de la Commission géologique du Canada produit périodiquement des évaluations des ressources en pétrole et en gaz de diverses régions du Canada. Les autres organismes qui ont participé à la présente étude sont l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, le Comité sur le pétrole extracôtier Canada–Terre-Neuve, et le ministère de l'Énergie de Terre-Neuve. Les évaluations des ressources potentielles en gaz et en pétrole de toutes les zones d'exploration d'une région ont été réalisées en traitant, par une méthode probabiliste, les données objectives recueillies par forages d'exploration et levés géophysiques; de plus, on utilise les opinions subjectives de spécialistes informés et on compare les données avec celles rassemblées dans des zones analogues au Canada ou dans d'autres régions du monde. Cette méthode systématique est appliquée depuis 1973 pour évaluer les ressources canadiennes. La dernière série d'évaluations des ressources dans le bassin de Jeanne d'Arc et les environs a été préparée en 1983 (Procter et al., 1983).

Pour le présent rapport sur les ressources du bassin de Jeanne d'Arc, on a utilisé un procédé d'évaluation différent de celui de 1983. Le principal objectif des premières évaluations consistait à évaluer globalement les ressources de la région. Au cours des ans, le procédé d'évaluation s'est affiné, la méthodologie a évolué et l'objectif est passé de la simple évaluation de l'abondance des ressources à la production de données permettant une analyse économique et une prévision des approvisionnements.

Le nombre de zones pétrolières découvertes dans le bassin de Jeanne d'Arc ayant augmenté depuis 1983, il s'est avéré nécessaire d'obtenir des évaluations détaillées liées à la géologie. On a donc formé un groupe d'étude du bassin pour intégrer toutes les informations de nature géologique, géophysique, sédimentologique, géochimique et historique. Ce groupe est composé des personnes suivantes : G. Campbell (ONE, Calgary); G. Morrell (APGTC, Ottawa); M. Fowler (CGC, Calgary); D. McAlpine (CGC, Dartmouth); S. Gower (OCTNHE, St. John's); I. Sinclair (OCTNHE, St. John's); D. Hawkins (ministère de l'Énergie de Terre-Neuve, St. John's).

C'est au groupe d'étude du bassin que l'on doit le présent rapport (partie I). La partie II contient l'évaluation des ressources réalisée par un comité mis sur pied par le Secrétariat d'évaluation des ressources pétrolières. Font partie de ce comité N.J. McMillan (CGC); R.M. Procter (CGC); G.C. Taylor (CGC); J.P. Hea (EMR); G.R. Campbell (APGTC).

Le rapport (partie I) présente un résumé de la géologie générale et des modèles de piégeage des hydrocarbures, suivi d'un chapitre sur l'historique de l'exploration du bassin de Jeanne d'Arc. Le chapitre le plus long porte sur la géologie du pétrole et la délimitation des types de zones pétrolières utilisée dans l'évaluation. La partie II qui constitue le dernier chapitre traite des évaluations des ressources du bassin de Jeanne d'Arc en indiquant les répercussions des nouvelles évaluations sur le taux de découverte et l'approvisionnement futur.

GÉOLOGIE RÉGIONALE

CONTEXTE GÉNÉRAL DU BASSIN DE JEANNE D'ARC

Les documents publiés par la Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée et la Compagnie pétrolière impériale Ltée (1973), Sherwin (1973), Jansa et Wade (1975a, b), McKenzie (1981), Arthur et al. (1982), Hubbard et al. (1985), Grant et al. (1986a, b), Enachescu (1987), Sinclair (1988), Tankard et Welsink (1987), Grant et McAlpine (1990) et McAlpine (1990) ont été utilisés pour analyser l'évolution tectonique, la sédimentation et la stratigra phie mésozoïque et cénozoïque de la marge continentale de Terre-Neuve et de certaines structures d'hydrocarbures.

Les Grands Bancs de Terre-Neuve sont composés d'un plancher de croûte continentale provenant de l'orogène appalachien qui s'est mis en place durant la période allant du Protérozoïque supérieur au Paléozoïque supérieur. La géologie du Mésozoïque et du Cénozoïque est intimement liée à la création de l'océan Atlantique et de la mer du Labrador. Les bassins au large de la marge orientale de l'Amérique du Nord se sont formés en séquence à mesure que l'expansion du fond océanique se déplaçait du sud au nord. Dans l'Atlantique, au sud des Grands Bancs, l'expansion océanique a débuté au début du Jurassique, tandis qu'à l'est des Grands Bancs, elle n'a pas commencé avant le Crétacé moyen pour se déplacer vers la mer du Labrador avant la fin du Crétacé.

Par conséquent, au moins deux stades de distension ont affecté la région des Grands Bancs, le rift nord-atlantique (Trias supérieur et le tout début du Jurassique) et le rift d'Ibéria-Labrador (toute fin du Jurassique et Crétacé moyen); ces épisodes sont séparés par une période tectoniquement tranquille du Jurassique moyen à supérieur.

La série de bassins mésozoïques allongés à direction nord-est, incluant le bassin de Jeanne d'Arc, qui dominent la géologie souterraine de la région (fig. 1), ont acquis leur forme actuelle durant le deuxième stade de distension. À cette époque, le centre des Grands Bancs formait un grand arche régional appelé le soulèvement d'Avalon. Une vaste pénéplaine, la discordance d'Avalon, formée durant le deuxième stade de distension, tronque les couches sédimentaires déformées dans les bassins centraux et les hauteurs de socle intermédiaires (fig. 1, 3, 4). Cette lacune correspond à près de 50 à 60 millions d'années de déformation et d'érosion dans le centre des Grands Bancs, mais elle se transforme en une suite de discordances et d'unités stratigraphiques intermédiaires d'âge allant du Kimméridgien à l'Albien-Cénomanien dans les bassins flanquant le soulèvement d'Avalon (fig. 4). Au Crétacé supérieur, une séparation continentale complète avait eu lieu autour des Grands Bancs. Toute la région s'est alors effondrée en un bloc continental intact sur lequel s'est déposée une couverture relativement mince de couches non remaniées du Crétacé supérieur et du Tertiaire qui s'étendent sous la plate-forme et le talus de formation récente.

Le bassin de Jeanne d'Arc est le plus profond de ces dépôcentres mésozoïques reliés entre eux (fig. 1, 2). Il s'agit d'un fossé relativement étroit, orienté du nord-est au nord vers le bassin de l'est de Terre-Neuve qui est beaucoup plus vaste.

Les figures 2 et 3 illustrent les principaux éléments tectoniques du bassin de Jeanne d'Arc et les principales structures qui limitent le bassin ; une plate-forme stable —la plate-forme de Bonavista—composée de couches du Tertiaire et du Crétacé supérieur reposant sur des roches probablement prémésozoïques; une zone faillée limitée par le bassin entre le bassin de Jeanne d'Arc et la plate-forme de Bonavista; le plongement vers le nord-nord-est en direction du plancher du bassin—le dépôcentre; et le complexe d'Outer Ridge qui repose en partie sur des roches jurassiques déformées équivalentes à celle déposées dans le bassin. Les données de sismique réflexion profonde recueillies dans le bassin de Jeanne d'Arc révèlent que l'épaisseur des couches dans le dépôcentre est en réalité d'environ 20 km (Enachescu, 1987; Keen et al., 1987). Les figures 2 et 3, basées sur des données sismiques recueillies par l'industrie, sont le résultat d'une interprétation prudente.

L'intérieur du bassin de Jeanne d'Arc est caractérisé par un série de directions de failles transbassinales. La plus importante de ces directions de failles recoupant le bassin s'allonge du champ Hibernia au sud-est jusqu'à la structure Ben Nevis (fig. 2). La plupart de ces failles se terminent à la discordance albienne-cénomanienne ou au-dessous de celle-ci, indiquant que la configuration structurale du bassin est essentiellement antérieure au Crétacé supérieur (Grant et al., 1986a).

STRATIGRAPHIE DU BASSIN DE JEANNE D'ARC

Les unités stratigraphiques dans le bassin de Jeanne d'Arc (fig. 4) comportent notamment des roches clastiques continentales rouges, des évaporites (surtout halite) et des carbonates marines peu profondes déposées durant l'épisode du rift nord-atlantique (formations d'Eurydice, d'Osprey, d'Argo et d'Iroquois). Du shale, des carbonates et un peu de grès marins se sont déposés dans le bassin épicontinental durant le Jurassique moyen et supérieur (formations de Downing, de Voyager et de Rankin). Le Membre d'Egret de la Formation de Rankin, une roche mère de pétrole (Swift et Williams, 1980; Powell, 1984; McAlpine et al., 1986; Craney et Allison, 1987; McAlpine, 1990) s'est déposé durant le Kimméridgien, proche de la fin du stade de formation du bassin épicontinental jurassique. Du grès, du shale et une moindre quantité de carbonates de milieu marin marginal peu profond se sont déposés dans le graben en formation durant l'épisode du rift d'Ibéria-Labrador (de la Formation de Jeanne d'Arc à la Formation de Ben Nevis), incluant la plupart des roches réservoirs d'hydrocarbures prouvées. La sédimentation du Calcaire du niveau-repère «B» de grande étendue correspond au début d'une période de stabilité relative du bassin, tandis que la Formation de Ben Nevis de l'Albien s'est déposée durant la dernière période de déformation ayant affecté le bassin de Jeanne d'Arc. Du shale, du calcaire crayeux, du grès de plate-forme et des séquences de turbidites d'origine marine se sont déposés sur la marge passive en subduction (formations de Dawson Canyon, de Wyandot et de Banquereau).

MODÈLE DE PIÉGEAGE DES HYDROCARBURES

C'est dans le bassin de Jeanne d'Arc qu'on été faites la plupart des découvertes importantes de pétrole au large de la côte Est du Canada. La présence de réserves

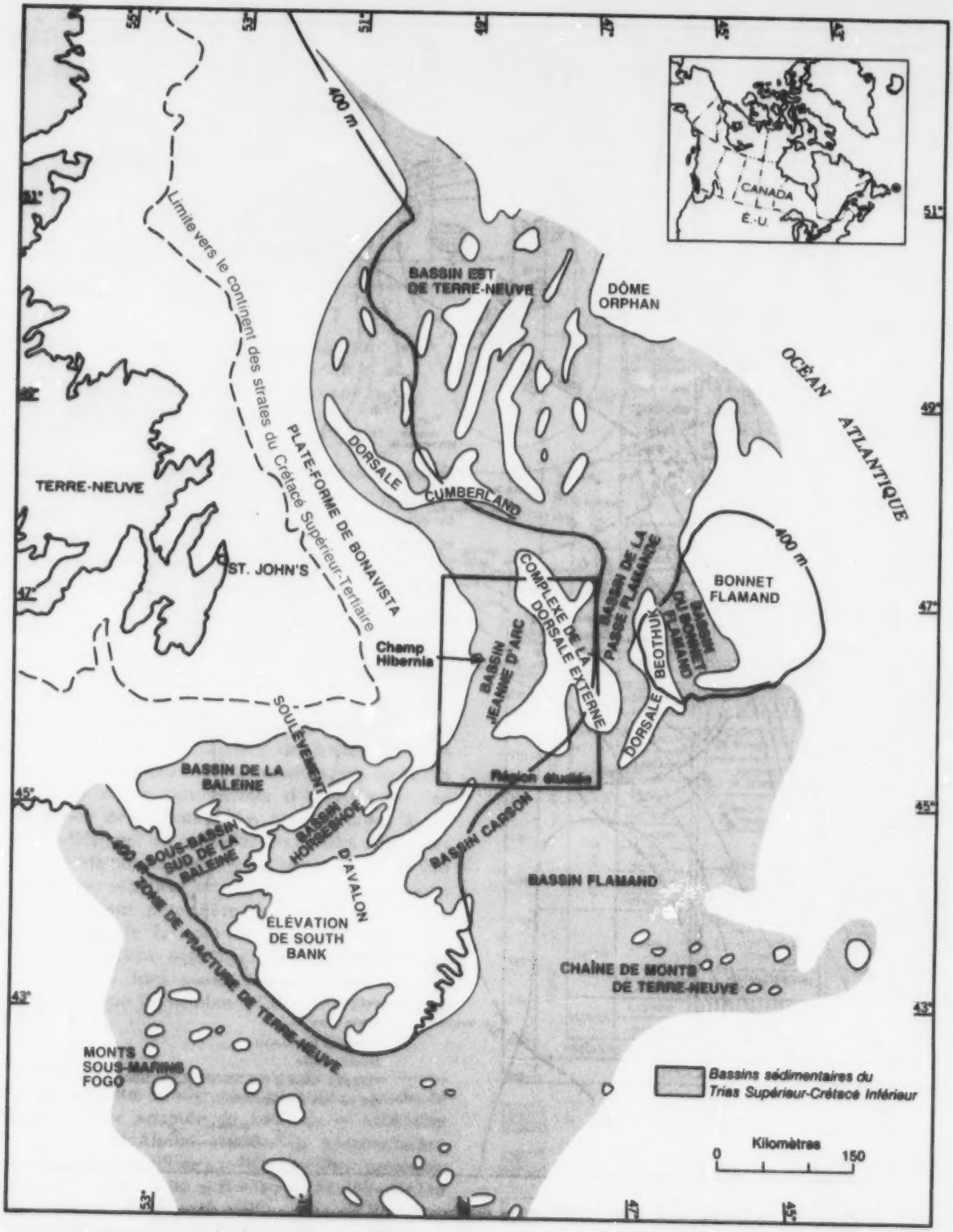

Figure 1. Bassins sédimentaires des Grands Bancs au large de Terre-Neuve. Les ressources pétrolières de la zone délimitée dans l'encadré ont été évaluées et la zone est représentée à la figure 2.

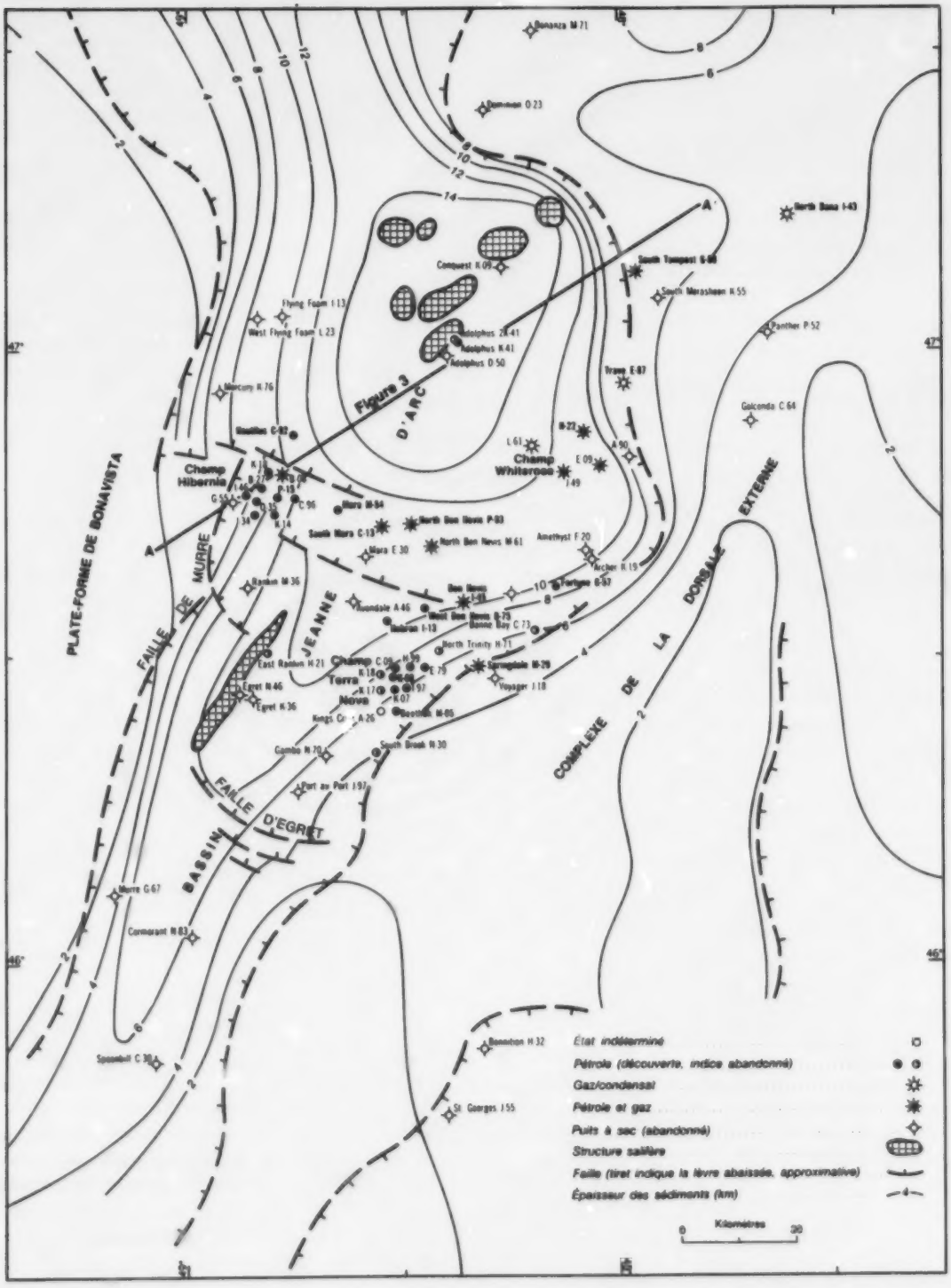
PLATE-FORME DE BONAVISTA
FAILLE DE MURRE
FAILLE DE JEANNE
BASSIN D'EGRET
COMPLEXE DE LA DORSALE EXTERNE
Figure 3
D'ARC
Champ Hibernia
Champ Whiterose
Terra Nova
Bonanza M 71
Hammon O 23
Compuest K 09
Flying Foam I 13
West Flying Foam L 23
Adolphus K 41
Adolphus D 50
Mercury K 76
Shelburne G 47
Mara M 54
South Mara C 13
North Ben Nevis M 61
Mara E 30
Amethyst F 20
Archer K 19
Fortune G 57
Ben Nevis I 58
Random M 36
Sundale A 45
Random I 13
East Random H 21
Egret N 46
Egret K 36
Kings Cove A 26
Gambo N 70
South Bleak N 30
Port au Port J 97
Murre G 67
Cormorant N 83
Spoonbill C 30
Bonanza M 71
North Trinity H 71
Voyager J 18
Hibernia C 96
Hibernia K 14
Hibernia E 09
Hibernia F 49
Hibernia B 27
Hibernia P 15
Hibernia K 05
Hibernia K 07
Hibernia K 17
Hibernia E 79
Hibernia M 05
Hibernia B 21
Hibernia L 61
Hibernia A 90
Terra Nova K 08
Terra Nova K 97
Terra Nova K 12
Terra Nova K 15
Terra Nova K 18
Terra Nova K 19
Terra Nova K 20
Terra Nova K 21
Terra Nova K 22
Terra Nova K 23
Terra Nova K 24
Terra Nova K 25
Terra Nova K 26
Terra Nova K 27
Terra Nova K

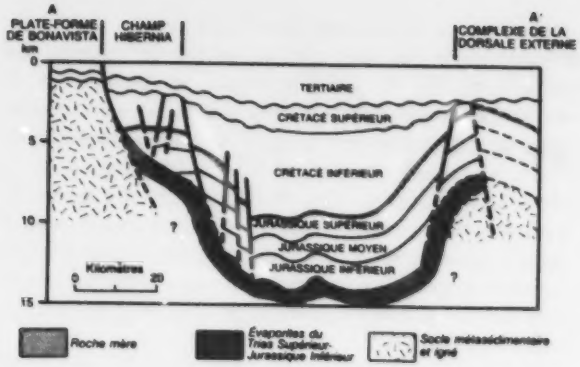

Figure 3. Coupe schématique traversant le bassin de Jeanne d'Arc (de Grant et al., 1986a). Emplacement de la coupe A-A' montrée à la figure 2.

d'hydrocarbures potentiellement commerciales dans ce bassin est le résultat d'une combinaison d'éléments favorables dont une roche mère pétrolifère, riche et mature, de bonnes couches réservoirs, des mécanismes efficaces de piégeage des hydrocarbures déclenchés au moment opportun et des trajectoires de migration appropriées.

ROCHES MÈRES

Les études géochimiques réalisées par la Commission géologique du Canada au cours des toutes dernières années sur les hydrocarbures et les sédiments du bassin de Jeanne d'Arc ont permis d'approfondir les mécanismes de formation des hydrocarbures à cet endroit. D'après les données recueillies dans ces études, le Membre d'Egret de la Formation de Rankin du Jurassique supérieur est un shale marin organique particulièrement pétrolifère comparativement aux autres shales de la colonne stratigraphique. Ces données indiquent également que la plupart des hydrocarbures font partie d'une même famille génétique et que le Membre d'Egret en était la roche mère.

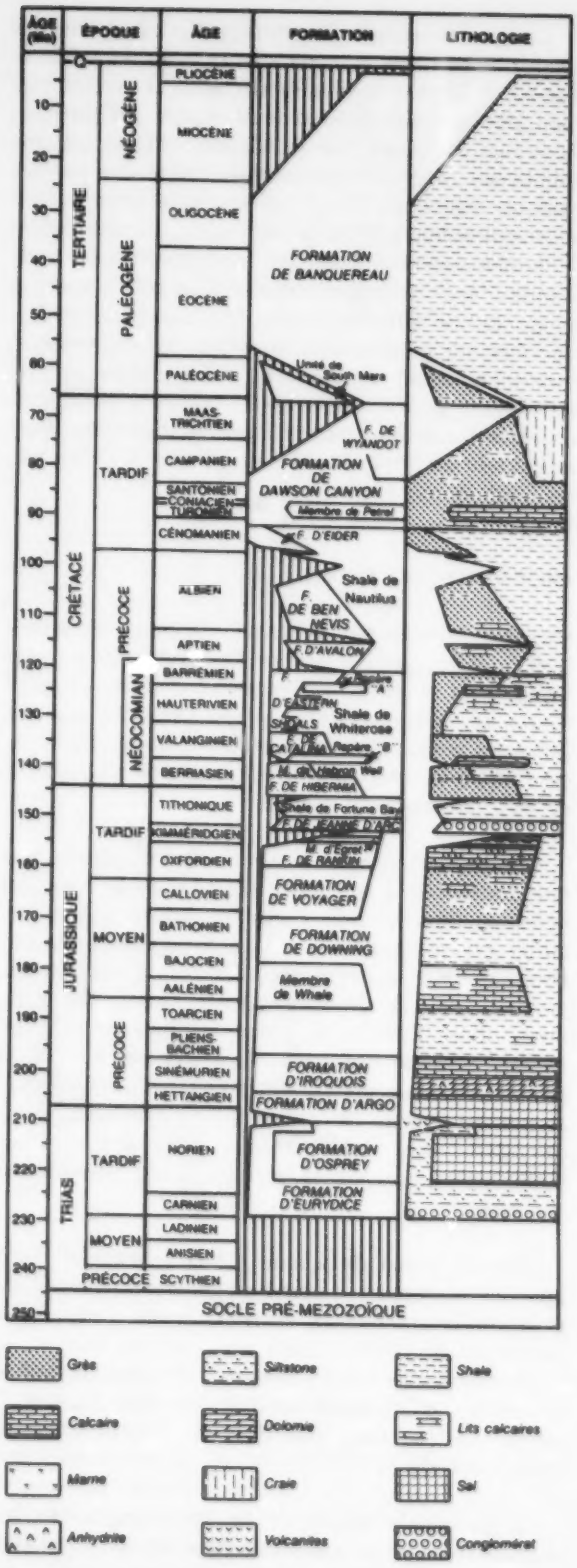

Figure 4. (à droite) Stratigraphie générale du bassin de Jeanne d'Arc adaptée de Edwards et McAlpine (1988) et McAlpine (1990). La nomenclature stratigraphique utilisée par l'OCTNHE est présentée dans OCTNHE (1988) et Sinclair (1988). Elle diffère de celle utilisée dans le présent rapport. De plus, l'OCTNHE ne reconnaît pas la présence d'un grès de la Formation d'Eider du Cénomanien dans la bassin de Jeanne d'Arc.

La figure 5 présente les résultats Rock-Eval pour les intervalles de roche mère dans les puits Rankin M-36 et Panther P-52. On a obtenu des résultats semblables dans plusieurs autres puits de la région. Les données Rock-Eval indiquent que le Membre d'Egret est une excellente roche mère de pétrole caractérisée par des matières organiques dont la quantité et la nature varient relativement peu à l'échelle régionale. On a relevé dans les parties supérieures des formations de Voyager et de Jeanne d'Arc des roches présentant un potentiel limité de production d'hydrocarbures (gaz principalement) et une étendue géographique restreinte. Une corrélation pétrole-pétrole et pétrole-roche mère établie par des techniques géochimiques plus complexes montre, cependant, que le Membre d'Egret est le plus important producteur d'hydrocarbures (McAlpine et al., 1986; von der Dick et al., 1989).

MIGRATION DU PÉTROLE

Malgré leur similarité, les pétroles du bassin de Jeanne d'Arc ont en général atteint un degré de maturité différent, et ce entre les gisements d'un même puits (Grant et McAlpine, 1980). Il est probable que ces variations verticales de maturité entre les gisements ait été causées par des épisodes différents de migration et de mise en place du pétrole.

Le principal mécanisme de migration du pétrole peut être attribuable à des fuites périodiques le long des failles et des fractures dont l'ouverture sporadique aurait été provoquée par la création de pressions anormalement élevées des fluides. Dans les six premiers puits de découverte forés dans le bassin de Jeanne d'Arc, il existe des zones de surpression (fig. 6). En fait, trois de ces puits n'ont pas été forés à la profondeur totale prévue, les pressions ayant presque atteint les limites de prévention d'éruption. On a découvert des hydrocarbures dans des régimes hydrodynamiques où la pression était normale ou surélevée.

Dans le bassin de Jeanne d'Arc, le sommet de la zone en surpression se trouve en général au sommet du shale de Fortune Bay qui est latéralement continu ou à proximité de celui-ci. Dans tous les cas étudiés, la surpression est associée à des anomalies de compaction des shales tel qu'observé sur les courbes figurant le temps de parcours sonique en fonction de la profondeur (fig.7).

La principale cause de la sous-compaction est probablement un chargement rapide par sédimentation durant la phase initiale du deuxième stade de distension. L'expansion thermique et la formation d'hydrocarbures ont pu accroître le niveau de surpression (fig. 6). C'est pourquoi, en profondeur, la résistance au cisaillement des shales sous-compactés diminue uniformément jusqu'à ce qu'ils deviennent mobiles, créant des failles et des fractures dans la section sus-jacente. Ces failles et ces fractures se transforment en conduits pour les fluides expulsés et le pétrole en migration. Ce processus est cyclique étant donné que les failles se referment après réduction de la pression et qu'elles s'ouvrent de nouveau lorsque la pression remonte.

DATATION DE LA GENÈSE

La formation des hydrocarbures remonte à l'étape à laquelle la roche mère a atteint sa maturité thermique. Le kérogène de type II se forme à un taux de reflectance de la vitrinite (R_O) d'environ 0,5. (Le Membre d'Egret contient des matières organiques de type I et de type II [McAlpine, 1990].) La formation de pétrole atteint une valeur maximale à un R_O d'environ 0,8 et cesse, lorsque cette valeur est d'environ 1,2. La figure 8 est une carte structurale schématique du sommet de la roche mère figurant également l'endroit où la roche recoupe la fenêtre actuelle de genèse du pétrole. Il est évident que le «point non corrosif» dans le bassin de Jeanne d'Arc est la zone entourant le dépôcentre. Comme la configuration structurale du bassin de Jeanne d'Arc est antérieure au Crétacé supérieur, le principal processus a été l'enfouissement des sédiments mésozoïques et tertiaires supérieurs en progradation sous une couverture d'accrétion continue.

La modélisation numérique de la datation de la genèse du pétrole indique non seulement que, près des structures les plus profondes forées à ce jour, le pétrole a commencé à se former il y a environ 100 millions d'années, lorsque la structuration du bassin était pratiquement terminée, mais également que la genèse n'a pas atteint sa valeur maximale avant 50 millions d'années environ (McAlpine, 1990).

HISTORIQUE DE L'EXPLORATION

INTRODUCTION

La première indication de la présence de roches sédimentaires à potentiel pétrolifère dans les Grands Bancs a été fournie en 1878 lorsque des pêcheurs de la Nouvelle-Angleterre ont récupéré dans leurs chaluts des roches d'âge tertiaire et qu'à la demande de la United States Fish Commission, ils les ont rapportées pour

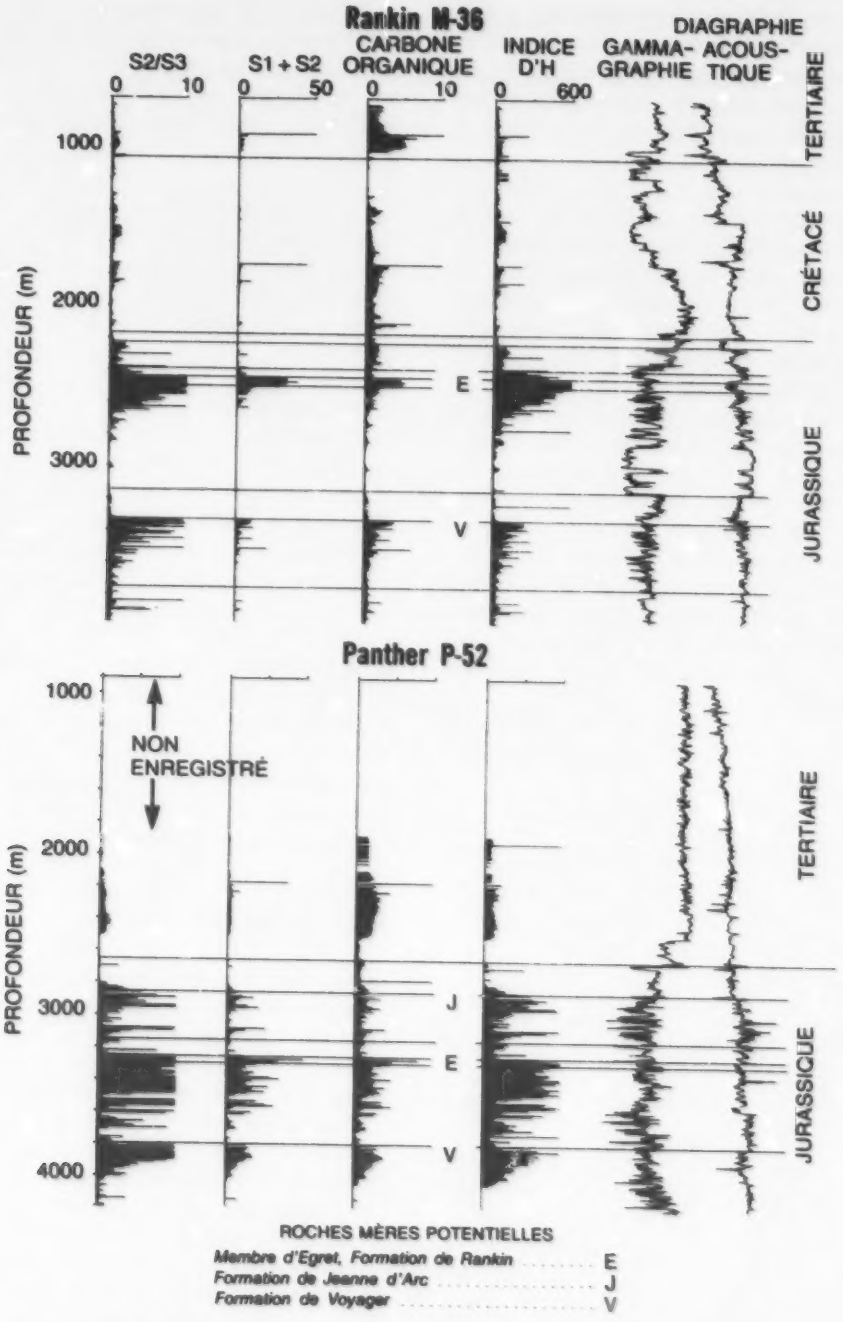

Figure 5. Données Rock-Eval recueillies dans les puits Rankin M-36 et Panther P-52 et obtenues de l'Institut de la géologie sédimentaire et pétrolière de Calgary (Alberta). Les emplacements de puits sont indiqués à la figure 2. Il est généralement admis que la couche mère V dans le puits Rankin M-36 date du Jurassique moyen. Cependant, dans le puits Panther P-52, le niveau V pourrait dater du Kimméridgien inférieur — selon la datation faite par le Bujak Davies Group (1987).

qu'elles soient analysées. Verrill (1878) qui a fait connaître ces découvertes note qu'«une vaste formation tertiaire» constituait probablement une grande partie de la fondation de l'ensemble des Bancs de pêche extérieurs qui s'étendent «du large de Terre-Neuve à tout près de Cape Cod».

Au début des années 1950 et 1960, on a réalisé à partir de navires du Lamont Geological Observatory de l'Université Columbia, sous la direction générale de Maurice Ewing, des levés de sismique réfraction au-dessus des parties septentrionale, centrale, méridionale et orientale des Grands Bancs (Press et Beckman, 1954; Bentley et Worzel, 1956; Ewing et Ewing, 1959; Sheridan et Drake, 1968). Ces études ont permis de confirmer que des parties des Grands Bancs, incluant la partie nord-est où est situé le bassin de Jeanne d'Arc, reposent sur une épaisse section sédimentaire produisant une vitesse sismique équivalente à celle des roches de la plaine côtière de l'Atlantique, laissant supposer la présence possible d'une province pétrolière comportant des couches d'âges probablement mésozoïque et tertiaire.

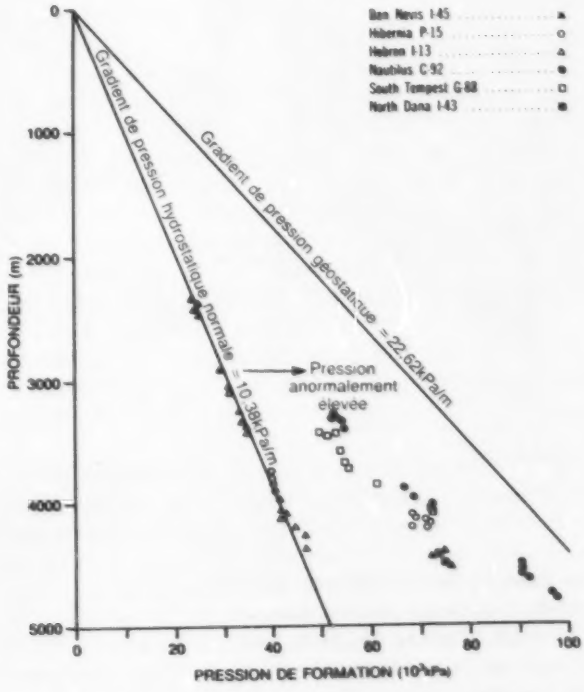

Figure 6. Diagramme de la pression en fonction de la profondeur dans six gisements découverts dans le bassin de Jeanne d'Arc.

Durant la même période (1960-61), le Lamont Observatory a également réalisé des levés magnétométriques marins, et des levés aéromagnétométriques ont été effectués par l'United States Geological Survey et l'United States Navy Hydrographic Office (Drake et al., 1963).

En 1959 et 1963, le gouvernement canadien a effectué des levés magnétométriques marins sur les Grands Bancs, et en 1963, des levés aéromagnétométriques au-dessus des Grands Bancs et du bonnet Flamand. Le seul maître d'oeuvre de ces travaux a été la Commission géologique du Canada (Bower, 1961, Hood et Godby, 1965). Les travaux entrepris en 1962 par l'Institut d'océanographie de Bedford ont débuté sur les Grands Bancs par des levés gravimétriques marins en 1966, 1967 et 1968, des levés magnétométriques marins en 1967 et 1968 et des levés de sismique réfraction en 1968. En 1960 et 1961, le Conseil de recherches sur les pêcheries du Canada a participé avec le Lamont Geological Observatory à des levés de sismique réfraction sur les Grands Bancs (Sheridan et Drake, 1968). En 1969, un programme de levés gravimétriques, magnétiques et sismiques à profil continu ainsi que des opérations de dragage de fond et de prélèvement de carottes ont été réalisés sur le bonnet Flamand et la passe Flamande, révélant un affleurement de roches ignées précambriennes sur le fond océanique, au droit du bonnet Flamand (Grant, 1971).

ACQUISITION DE TERRES

La première manifestation d'intérêt par l'industrie dans la région des Grands Bancs remonte au printemps et à l'été de 1964 lorsque la Pan American Petroleum (devenue Amoco) a obtenu du gouvernement fédéral des permis d'exploitation de pétrole et de gaz sur 12,67 millions d'hectares couvrant le Grands Bancs, de la latitude 46°30'N jusqu'à des fonds de 100 m environ. La Mobil Oil a emboîté le pas en janvier 1965, faisant l'acquisition de la partie nord-est adjacente des Grands Bancs (5,45 millions d'hectares) jusqu'à la latitude 49°00'N et la longitude 51°00'W jusqu'à des fonds de 200 m. En juin 1967, la Mobil a accru la superficie de ses terres en faisant l'acquisition de 1,44 millions d'hectares de terres de bordure jusqu'à des fonds de 200 m (fig. 9). La Mobil a finalement découvert 13 des 15 gisements de pétrole signalés dans les Grands Bancs ainsi que le champ Hibernia.

L'Amoco a eu moins de succès, de sorte qu'après avoir foré 32 puits improductifs consécutifs, elle a rétrocédé toutes ses terres avant décembre 1978, soit

moins d'un an avant la découverte du champ Hibernia. En mai 1980, Pétro-Canada a par la suite acquis 6 étendues quadrillées (213 810 hectares) dans le coin nord-est de l'ancien bloc de l'Amoco, conformément aux modifications de 1977 du Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada qui donnent à Pétro-Canada accès direct aux terres de réserve de la Couronne en lui accordant un droit de préemption. Au cours des années 1980, les titulaires de permis sur les terres n'ont relativement pas changé. Les sociétés ont exercé leurs droits de forage et ont renégocié leurs permis. En 1989, deux licences d'exploration ont été délivrées: une à la BP et associés et l'autre à Pétro-Canada et associé. La répartition des terres en 1989 est présentée à la figure 10.

EXPLORATION GÉOPHYSIQUE ET CAROTTAGE

L'exploration sur les terres de l'Amoco a débuté en 1965 par des levés sismiques qui se sont poursuivis presque à chaque année jusqu'en 1974. En 1965, un programme de carottage profond combiné à un dragage d'échantillons et à un carottage à piston a été réalisé sur la partie centrale des Grands Bancs. Toujours en 1965, on a effectué un levé géochimique marin pour détecter les indices de gaz, concurremment au programme sismique de la même année.

La Mobil a effectué son premier levé sismique en 1966 et les levés suivants au cours de 1968 et de la plupart des années subséquentes jusqu'en 1984.

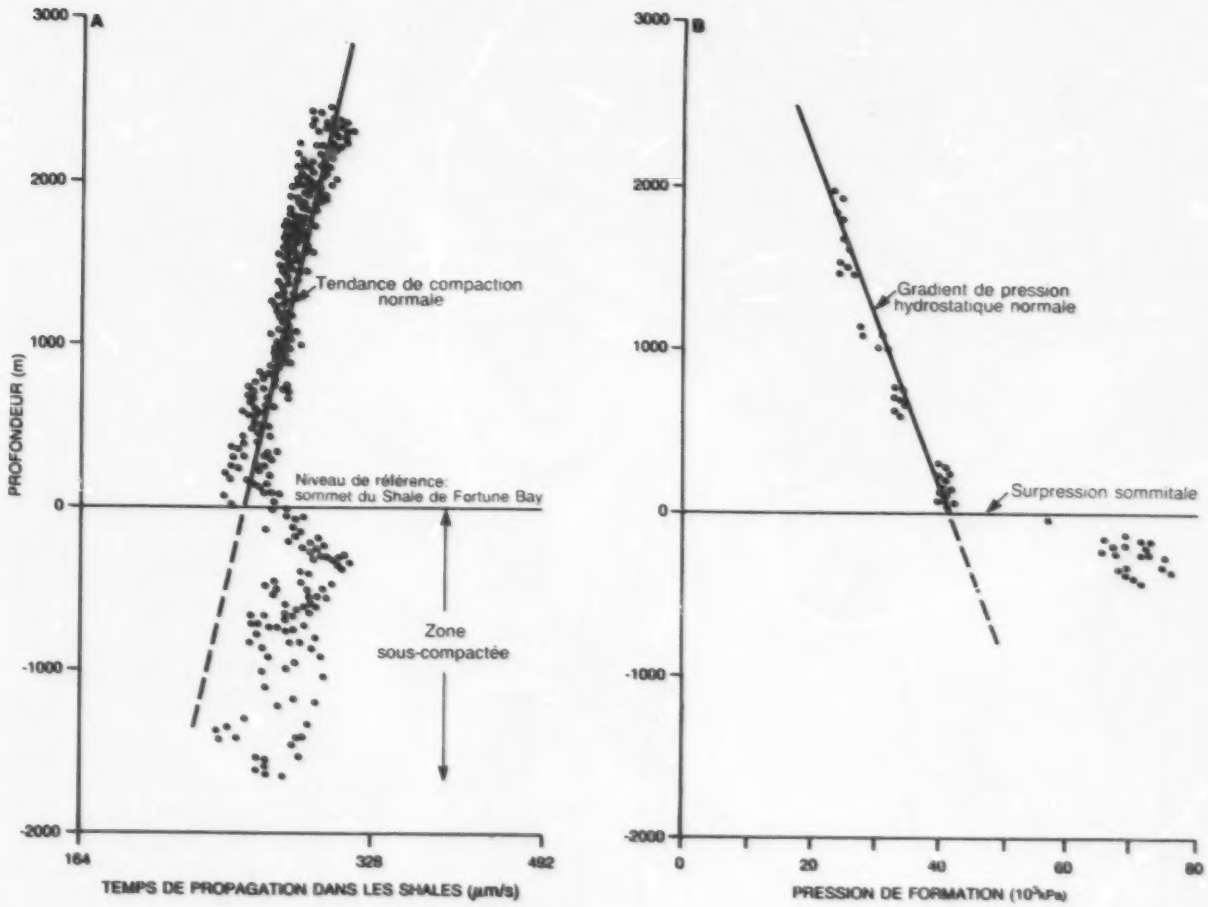

Figure 7. Diagrammes des temps de parcours soniques combinés dans le shale (A) et des pressions mesurées dans les roches poreuses (B) traversées par les puits Hibernia B-08, B-27, K-18, O-35, P-15 (modifié de Grant et al., 1986a).

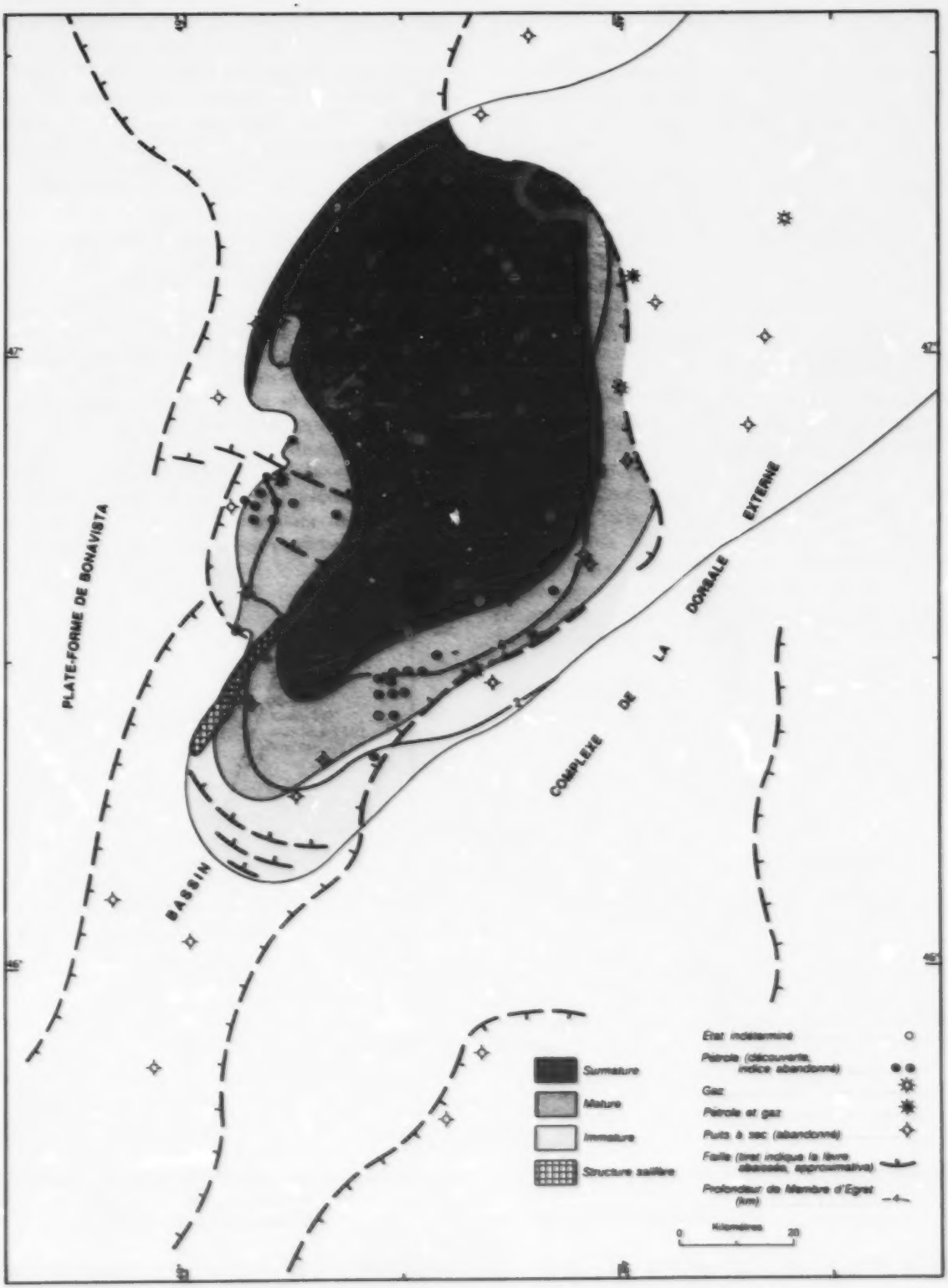

Figure 8. Carte figurant la maturité du Membre d'Egret dans le bassin de Jeanne d'Arc.

Pétro-Canada a réalisé des levés sismiques annuels sur ses terres au sud d'Hibernia entre 1980 et 1984. Des études sismiques ont été entreprises par d'autres sociétés dans le nord-est des Grands Bancs : la Chevron (1979, 1980, 1981), la Gulf (1980, 1981), l'ICG (1982), la Canterra (1982, 1983), la Husky (1981, 1982, 1984, 1985) la Pan Canadian (1981, 1984) et la Soquip (1983). Des levés à faible probabilité ont été réalisés par les sociétés Catalina Exploration (1970, 1971), Digicon (1970, 1972), Siscan Delta (1972) et GSI (1971, 1972, 1980, 1981, 1982, 1984, 1985 et 1986). Tous les travaux sismiques effectués par les sociétés dans la région des Grand Bancs et la dorsale externe entre 1966 et 1988 sont indiqués à la figure 11. Des données sismiques ont été ainsi recueillies sur plus de 150 000 km dans cette région. De plus, des levés aéromagnétométriques ont été effectués par l'industrie en 1974 (Amoco) et 1985 (Chevron), dans le dernier cas en collaboration avec la Commission géologique du canada.

FORAGE

Les travaux de forage dans le nord-est des Grand Bancs ont débuté en juillet 1971 par le battage au câble du puits Amoco Imperial Murre G-67 dans la partie méridionale du bassin de Jeanne d'Arc. L'Amoco a foré quatre puits supplémentaires dans le bassin et a mis fin à son programme de forage en 1974 avec le puits Egret N-46. Entre juin 1966 et janvier 1975, l'Amoco a foré 32 puits sur les terres qu'elle détenait dans les Grand

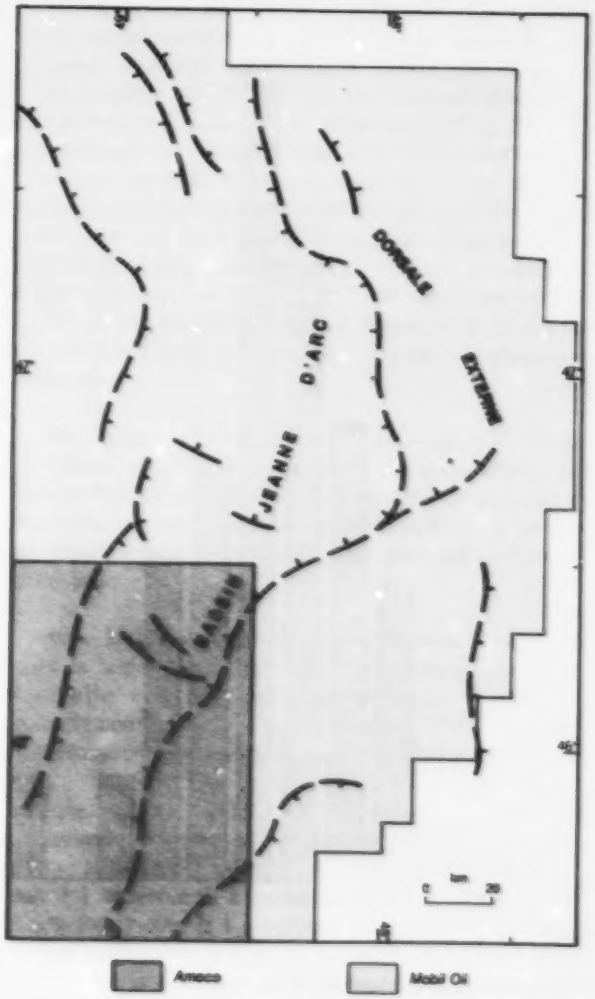

Figure 9. Titulaires des terres—au milieu de 1967.

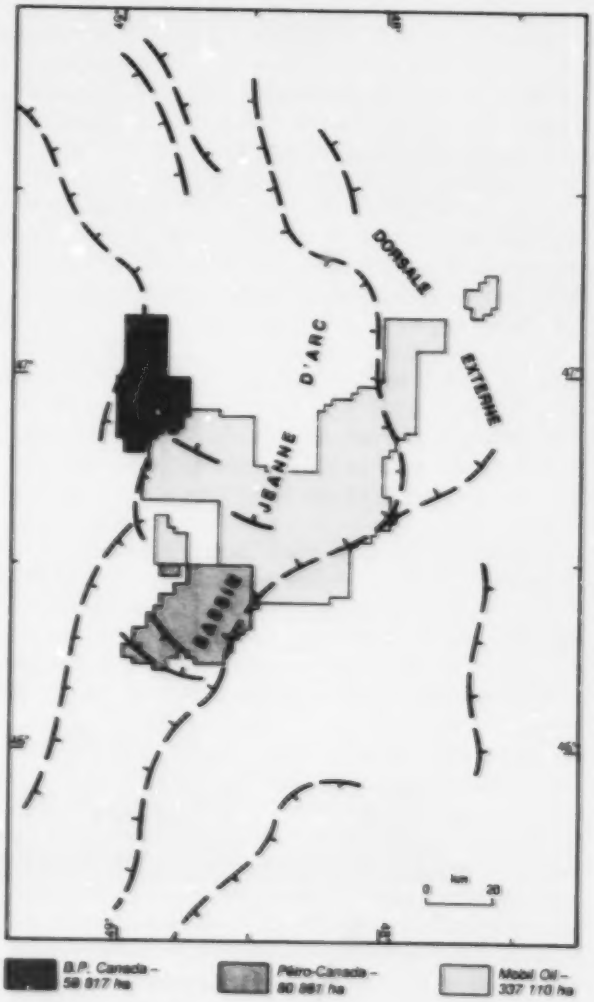

Figure 10. Titulaires des terres—au milieu de 1989.

Bancs. Tous les puits étant improductifs, ils ont été abandonnés. Toutefois, une roche mère d'hydrocarbures épaisse a été découverte dans le puits Egret K-36 (Swift et Williams, 1980).

La Mobil a foré son premier puits, Adolphus K-41, en novembre 1972 dans le nord-est des Grand Bancs, c'est-à-dire sur un diapir perçant dans le nord du bassin de Jeanne d'Arc (fig. 2). En septembre 1973, son puits jumelé, Adolphus 2K-41, a produit une éruption de pétrole de 31 API à un débit de 43 m^3/j. Même s'il ne s'agissait pas d'une découverte d'importance commerciale, c'était la première fois que l'on pouvait nettement établir un potentiel pétrolier à partir d'un puits dans les Grand Bancs.

La Mobil a poursuivi avec trois puits d'exploration additionnels, dont le premier puits de reconnaissance dans la dorsale externe, Dominion O-23, et un puits complémentaire sans résultats dans la structure Adolphus. La Mobil a terminé cette étape de son programme de forage en janvier 1975, soit le même jour que l'Amoco mettait fin à son programme de forage sur les Grand Bancs plus au sud.

Après cette ronde plutôt décourageante de forages de puits pour la plupart secs, incluant neuf puits dans le bassin de Jeanne d'Arc et un dans la dorsale externe, les travaux dans cette région ont brutalement diminué se limitant à quelques petits levés sismiques pendant quatre ans et demi. Même si l'Amoco a pu faire expirer

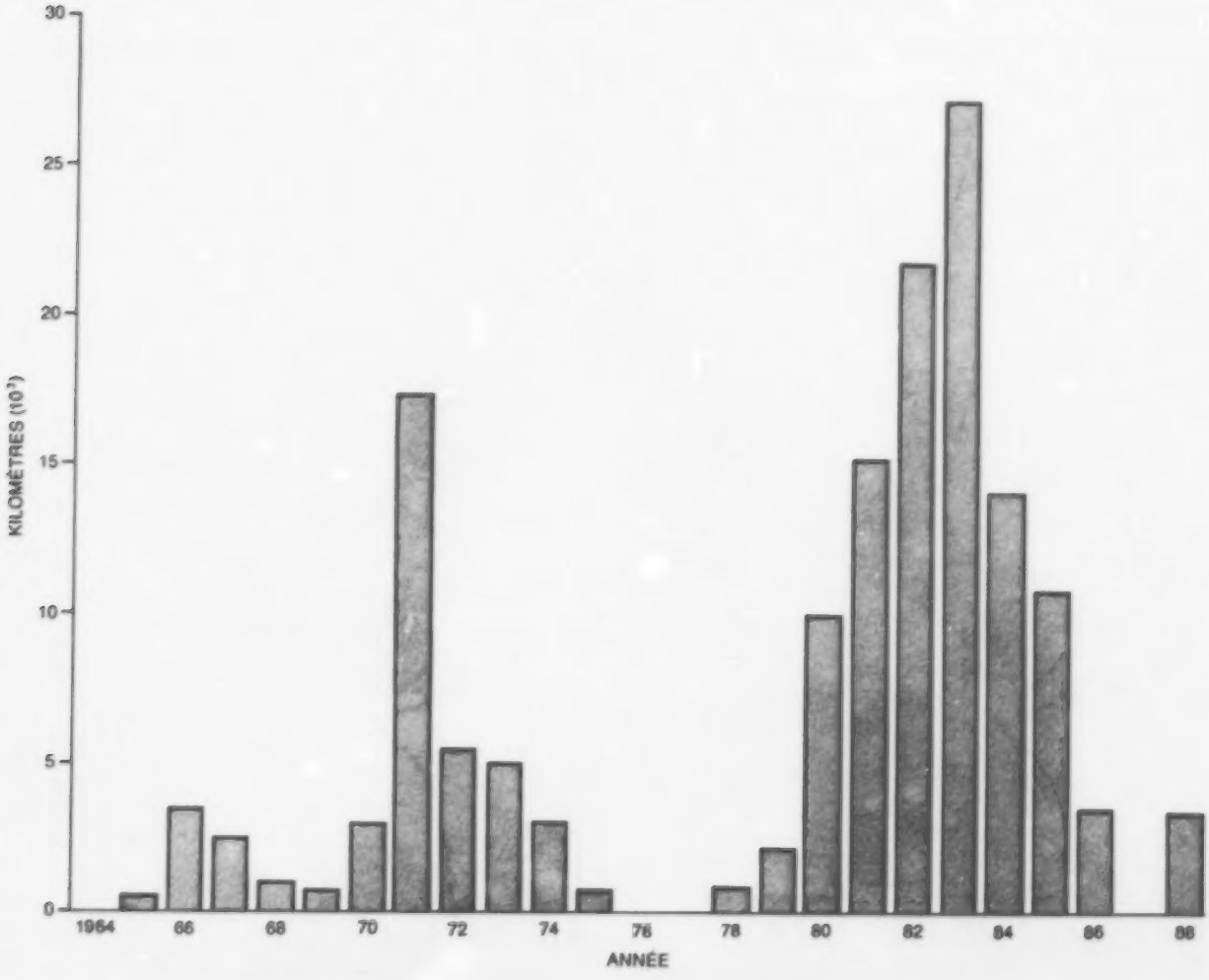

Figure 11. Activité sismique annuelle dans le bassin de Jeanne d'Arc et la zone de la dorsale centrale, 1964-1988.

ses permis d'exploration pendant cette période, la Mobil a tenté de conserver ses terres.

En janvier 1978, la plupart des permis d'exploration de la Mobil dans le nord-est des Grand Bancs ont expiré et, conformément aux modifications de 1977 du Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada, quatre permis avec clause spéciale de renouvellement (PCSR) ont été négociés pour ces mêmes terres qui ont été réduites à 1,67 millions d'hectares après réévaluation.

Selon les nouvelles clauses du règlement, deux facteurs ont joué un rôle important dans les événements ultérieurs. D'abord, il fallait forer un puits sur chacune des quatre terres visées par les PCSR au cours des quatre prochaines années. Ensuite, Pétro-Canada avait l'option d'acquérir une participation de concessionnaire de 25 % sur ces terres, option à laquelle elle a donné suite. Compte tenu des résultats de forage obtenus dans le passé, la Mobil était réticente à procéder seule de sorte qu'elle a décidé de céder des parts par affermage. Le premier des puits exigés, Hibernia P-15, a été foré par battage au câble en mai 1979, en collaboration avec les sociétés Chevron, Columbia Gas et Gulf (celle-ci possédait antérieurement une part de 25 % avec la Mobil), la Mobil partageant les coûts selon les modalités d'affermage, et Petro-Canada a participé selon sa pleine participation de 25 %. Le 21 septembre 1979, la Chevron a annoncé que du pétrole à 32 API de densité avait jailli sur essai à son puits d'exploration Hibernia.

Des essais ultérieurs dans deux zones moins profondes ont également produit de bons débits. En janvier 1980, après un dernier essai, on indiquait que le puits pouvait produire à un débit de 3180 m^3/j, ce qui en faisait le puits de pétrole le plus productif au Canada à ce jour.

Avec la découverte du champ Hibernia s'amorça, dans la région extracôtière de Terre-Neuve, une toute nouvelle ère d'exploration pétrolière qui tire actuellement à sa fin. Depuis Hibernia P-15, 27 puits d'exploration ont été forés dans le bassin de Jeanne d'Arc, donnant lieu à 11 nouvelles découverte de pétrole, ou de pétrole et gaz, pour un taux de découverte de près des deux cinquièmes. Durant la même période, 21 puits de délimitation ont été forés, soit 9 à Hibernia, 6 à Terra Nova, 4 à Whiterose, 1 à North Ben Nevis et 1 à Hebron. En outre, 8 nouveaux puits d'exploration ont été forés dans la dorsale externe, permettant la découverte d'un gisement de pétrole et gaz et de deux gisements de gaz, qui n'ont pas été suivis par des puits de délimitation. Ces puits sont indiqués à la figure 12.

DÉCOUVERTES IMPORTANTES

Comme susmentionné, 15 découvertes importantes de gisements d'hydrocarbures ont été faites dans la région à l'étude, dont 12 dans le bassin de Jeanne d'Arc (6 de pétrole et 6 de pétrole et gaz) et 3 dans la dorsale externe (2 de gaz et 1 de pétrole et de gas). Ces gisements sont décrits ci-dessous par ordre chronologique de découverte. Les évaluations des ressources récupérables dans ces gisements sont présentées au tableau 1 (OCTNHE, 1989) et l'emplacement des gisements est indiqué à la figure 2.

Hibernia

Le champ Hibernia, situé dans le flanc ouest du bassin de Jeanne d'Arc, a été découvert en 1979 par la Chevron qui a foré et testé le puits Hibernia P-15 de Chevron et al. Les essais effectués dans trois zones distinctes de grès dans le puits ont donné les résultats suivants : 90 m^3/j de pétrole à 31,4° API de densité à partir d'un intervalle productif net de 5 m dans la Formation de Jeanne d'Arc à des niveaux se situant de 4413 à 4434 m; jusqu'à 592 m^3/j de pétrole à 32,3 jusqu'à 33,5° API de densité à partir d'un intervalle productif net de 47 m dans la zone inférieure de la Formation d'Hibernia de 3742 à 3858 m; et 185 m^3/j de pétrole à 30,1° API de densité à partir d'un intervalle productif net de 8,2 m dans les formations d'Avalon et de Ben Nevis de 2422 à 2443 m.

La structure d'essai dans le puits Hibernia P-15 comportait une compensation de faille datant du Tithonien au Crétacé inférieur vers la grande faille Murre limitant le bassin, combinée à une zone de failles listriques aptiennes-albiennes à direction nord-ouest- sud-est longeant la direction transbassinale.

Après la découverte faite à Hibernia P-15, neuf puits de délimitation ont été forés. L'un de ces puits, G-55, était improductif et a servi à définir la limite sud-ouest du champ contre la faille Murre. Le forage a révélé un contact pétrole-eau probable dans la roche réservoir Hibernia, à 3862 m dans le puits p-15 et à 3930 m dans les puits K-14 et B-27. Un chapeau confinant un gaz riche en condensat était présent dans la roche réservoir Hibernia dans le puits B-08, au-dessous de 3544 m de profondeur.

La plupart des réserves de pétrole dans le champ (69 à 76 %) sont contenues dans la roche réservoir Hibernia du Jurassique supérieur (Tithonien) au Crétacé inférieur (Berriasien), une séquence fluviodeltaïque de grès de chenal empilés offrant une bonne continuité latérale et verticale. Le reste des réserves est en grande partie situé dans la roche réservoir d'Avalon/Ben Nevis du Crétacé inférieur (du Barrémien à l'Albien), une séquence plus complexe de barres extracôtières, de sédiments de tempête et de sable de recouvrement caractérisés par de brusques changements latéraux d'épaisseur et une roche réservoir de qualité. Dans les roches réservoirs Jeanne d'Arc et Catalina, on n'a trouvé que de petites accumulations de pétrole de valeur non économique.

Ben Nevis

Le gisement Ben Nevis a été découvert au milieu de 1980 par le forage et l'essai du puits Ben Nevis I-45 dans le bassin de Jeanne d'Arc, à 36 km au sud-est d'Hibernia. Un pétrole de 39 API de densité a jailli du puits à un débit de 254 m^3/j à partir d'un intervalle productif net de 15 m dans du grès de la Formation d'Hibernia de 4535 à 4550 m, accompagné de gaz à 340 311 m^3/j de débit. Un zone dans la Formation d'Eastern Shoals, de 2883 à 2894, comportant un intervalle productif net de 4 m a produit du gaz à un débit de 292 569 m^3/j, accompagné d'un condensat de 48,1° API à 42 m^3/j. Quatre essais ont été effectués dans le grès de la Formation de Ben Nevis de 2378 à 2445 m, mais les quantités récupérées dans les tiges d'essai étaient faibles.

La structure testée est une fermeture en forme de dôme située sur le compartiment effondré incliné d'une faille listrique synthétique faisant partie de la direction de faille transbassinale. La faible qualité de la roche réservoir dans la Formation d'Hibernia est attribuable à une cimentation augmentant avec la profondeur d'enfouissement.

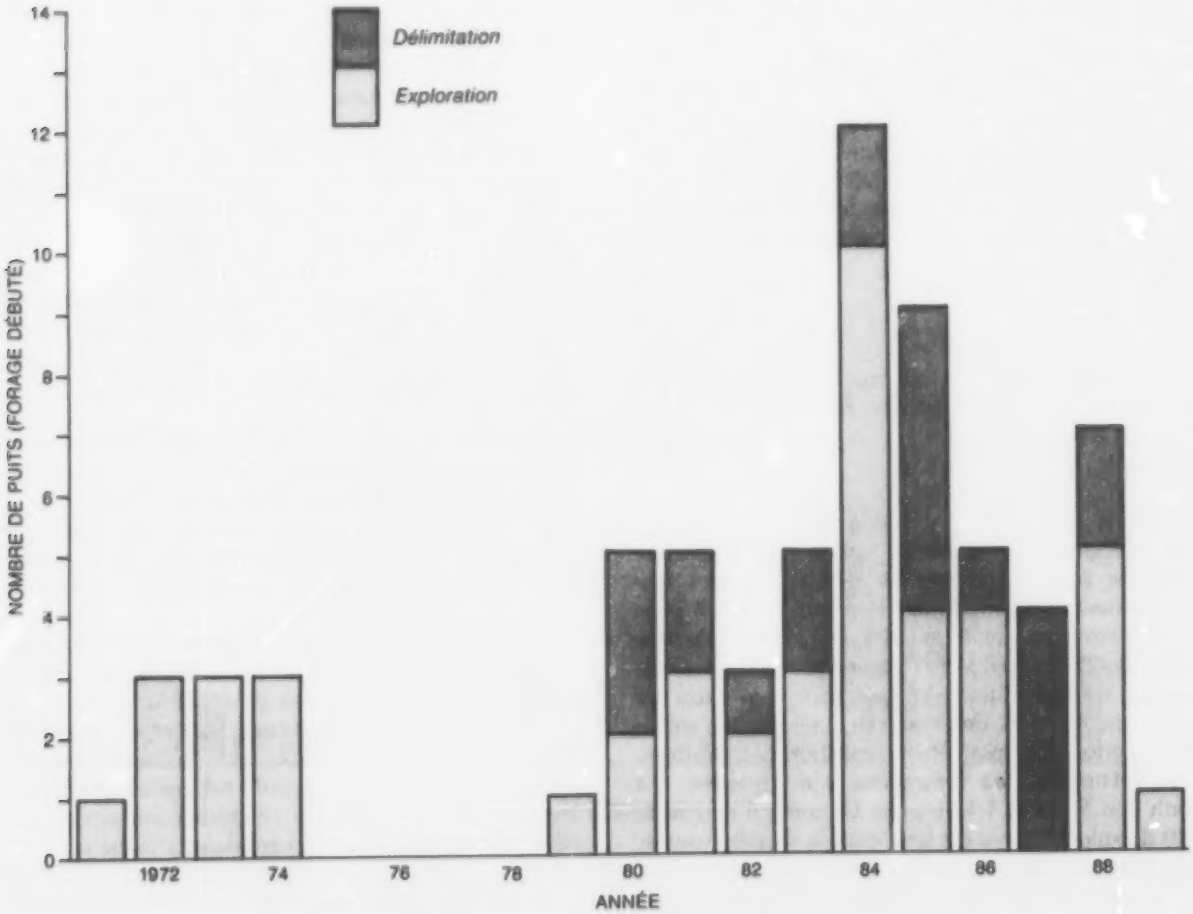

Figure 12. Nombre de puits forés par année dans le bassin de Jeanne d'Arc.

La grande épaisseur de la partie supérieure schisteuse à grain très fin de la Formation de Ben Nevis est due à une sédimentation sur un bloc en subduction limité au sud-ouest par une faille synsédimentaire listrique active dont le compartiment affaissé donne sur le bassin.

South Tempest

La découverte du gisement South Tempest a été faite au début de 1981 par le forage et l'essai du puits d'exploration South Tempest G-88, situé dans la dorsale externe à 70 km au nord-est de Hibernia. Le puits a fait jaillir du pétrole et du gaz sur des essais effectués dans trois zones distinctes au sein d'un faciès de grès de la Formation de Rankin du Jurassique supérieur : 199 m^3/j de pétrole à 42 API de densité et 140 734 m^3/j de gaz à partir d'un intervalle productif net de 2 m de 4109 à 4117 m; 30,5 m^3/j de pétrole à 40,7° API de densité et 9684 m^3/j de gaz à partir d'un intervalle productif net de 5 m de 4041 à 4049 m; et 23 m^3/j de pétrole à 39,4° API de densité et 45 m^3/j de gaz à partir d'un intervalle productif net de 5 m de 3826 à 3834 m.

La structure est un bloc faillé incliné sur le plongement nord de la dorsale externe, comportant une fermeture en amont-pendage formé par une faille plongeant vers le nord.

Hebron

Le champ pétrolifère Hebron a été découvert au milieu de 1981 par le forage et l'essai du puits d'exploration Hebron I-13, situé dans le bassin de Jeanne d'Arc à 28 km au sud-est d'Hibernia. Le puits a fait jaillir du pétrole sur des essais effectués dans quatre zones distinctes de grès : 369 m^3/j de pétrole à 36° API de densité à partir d'un intervalle productif net de 4,9 dans le grès basal de Jeanne d'Arc de 4368 à 4381 m; 488 m^3/j de pétrole à 31° API de densité à partir d'un intervalle productif net de 5 m dans un grès incidentel au sein de la partie supérieure de la Formation de Jeanne d'Arc de 3842 à 3857 m; 354 m^3/j de pétrole à 29° API de densité à partir d'un intervalle productif net de 30,9 m dans le Membre de Hebron Well de la Formation d'Hibernia de 2923 à 2940 m; et jusqu'à 121 m^3/j de pétrole à 19 API de densité à partir d'un intervalle productif net de 35,6 dans la Formation de Ben Nevis entre 1863 et 1915 m.

La structure de Hebron combine horst et graben le long de la direction de faille transbassinale. Le puits de découverte a été foré par battage au câble dans le graben et a recoupé la faille limite sud du horst au sein des shales de Whiterose. La roche réservoir productrice Ben Nevis est donc située au sein du graben, mais trois roches réservoirs productrices inférieures se trouvent au sein du horst. Il reste à tester la roche réservoir Ben Nevis sur le horst, là où le potentiel de pétrole est faible dans le grès réservoir de bonne qualité. La faible densité API du pétrole dans la Formation de Ben Nevis dans le puits I-13 serait attribuable à une biodégradation ou à un lavage à l'eau près de la faille recoupée. En 1985, un puits de délimitation a été foré dans le complexe structural de Hebron, c'est le North Trinity H-71 quise situé, à travers du graben à 7 km au sud-est de la découverte I-13. Le puits s'est avéré improductif ne faisant jaillir que de faibles quantités de pétrole à partir de la zone inférieure de la Formation d'Hibernia.

Nautilus

La découverte du gisement Nautilus a été faite au milieu de 1982 par le forage et l'essai du puits Nautilus C-92, à 6 km au nord d'Hibernia. Du pétrole à 31,3° API a jailli à un débit de 418 m^3/j sur des essais dans le grès des formations d'Avalon et de Ben Nevis (intervalle productif net de 5,6 m) de 3325 à 3336 m. La structure est la partie nord de l'anticlinal de compensation Hibernia qui s'est affaissée sur près d'un kilomètre le long de la faille Nautilus (partie de la direction de faille transbassinale) durant l'Aptien. La roche réservoir d'Avalon/Ben Nevis est en surpression et a très mal évolué là où le puits traverse le sommet de la structure, mais la qualité de la roche réservoir et son épaisseur pourraient s'améliorer considérablement sur les flancs. Plus en profondeur, on a trouvé des roches aquifères.

North Dana

Le gisement North Dana a été découvert à la fin de 1983 par le forage et l'essai du puits North Dana I-43, situé dans la dorsale externe, à 100 km au nord-est d'Hibernia. Le puits a fait jaillir du gaz à un débit de 361 606 m^3/j et du condensat à 52,7° API et à un débit de 46,4 m^3/j à partir d'un intervalle productif net de 10,4 dans un faciès de grès de la Formation de Rankin du Jurassique supérieur (Kimméridgien) de 4536 à 4548 m au-dessous du KB. La structure est un grand bloc faillé incliné comportant des unités jurassiques sur lesquelles reposent en discordance un mince calcaire stratifié du Crétacé supérieur (Membre de Petrel).

Terra Nova

Le champ pétrolifère Terra Nova a été découvert au milieu de 1984 par le forage et l'essai du puits

TABLEAU 1

Gisements dans le bassin de Jeanne d'Arc et des environs

Puit de découverte (exploitant)	Année de découverte	Formation réservoir	Intervalle (m)	Zone nette (m)	Pétrole récupéré (m^3/j)	Gaz récupéré (m^3/j)	Pétrole/ condensat Densité (°API)
Chevron et al. Hibernia P-15 (Mobil)	1979	Avalon/Ben Nevis	2422–2443	8.2	185	–	30
		Hibernia	3742–3858	47	592	–	32–33.5
		Jeanne d'Arc	4413–4434	5	90		31
Mobil et al. Ben Nevis I-14	1981	Avalon/Ben Nevis	2378–2445	–	Un peu de	–	20–25
		Eastern Shoals	2883–2894	4	condensat 42	282 569	48
		Hibernia	4535–4550	15	254	340 311	39
Mobil et al. South Tempest G-88	1981	Formation de Rankin grès kimmeridgian	3826–3834	5	23	45	39
			4041–4049	5	30	9 684	41
			4109–4117	2	199	140 734	42
Mobil et al. Hebron I-13	1981	Avalon/Ben Nevis	1863–1915	36	121	–	19
		Hibernia	2923–2940	31	354	–	29
		Jeanne d'Arc	3842–3857	5	488	–	31
			4368–4381	5	–	369	36
Mobil et al. Nautilus C-92	1982	Avalon/Ben Nevis	3325–3336	5.6	418	–	31
Mobil et al. North Dana I-43	1983	Formation de Rankin grès kimmeridgian	4536–4548	10.4	Condensat 46	361 606	53
Pétro-Canada et al. Terra Nova K-08	1984	Jeanne d'Arc (réservoir supérieur)	3329–3336	4	174	–	32
		Jeanne d'Arc (réservoir principal)	3380–3423	41	616	–	33
		Formation de Rankin	3530–3544	8	104	–	32
Canterra PCI et al. Beothuk M-05 (puits d'extension de Terra Nova dans un réservoir distinct)	1985	Jeanne d'Arc (réservoir supérieur)	3022–3061	8.5	228	17 390	29
Husky–Bow Valley et al. Trave E-87	1984	Hibernia	2144–2238	9	Condensat 83	506 871	69
Mobil et al. South Mara C-13	1984	Avalon/Ben Nevis	2926–2932	27.4	Condensat 105	399 261	59
			2952–2958	6.2	276	–	35
Husky–Bow Valley et al. Whiterose N-22	1984	Avalon/Ben Nevis	2663–2695	34.8	Condensat 107	604 734	56
		Eastern Shoals	2725–2727	1.5	–	40 125	–
		Hibernia	3542–3575	7.6	87	–	32

Puit de découverte (exploitant)	Année de découverte	Formation réservoir	Intervalle (m)	Zone nette (m)	Pétrole récupéré (m^3/j)	Gaz récupéré (m^3/j)	Pétrole/ condensat Densité (°API)
Husky–Bow Valley et al. Whiterose L-61 (puits d'extension de N-22 dans un autre réservoir)	1986	Unité de South Mara (Paléocène)	2527–2534	5	Condensat 69	336 970	70
Pétro-Canada et al. West Ben Nevis B-75	1985	Avalon/Ben Nevis	2002–2015	4.2	97	–	28
		Eastern Shoals (niveau-repère "A")	2445–2465	14.6	235	–	23
		Jeanne d'Arc (réservoir superieur)	4498–4507	12.8	380	–	34
Mobil et al. Mara M-54	1985	Unité de South Mara (Paléocène)	1852–1857	5	99	–	22
		Dawson Canyon	2403–2409	3	122	–	20
Husky–Bow Valley et al. North Ben Nevis P-93	1985	Avalon/Ben Nevis	3062–3067	15.4	Condensat 87	479 630	52
			3080–3095	18	447	–	34
Husky–Bow Valley et al. Fortune G-57	1986	Hibernia	3989–4003	7.4	156	–	36
			4031–4040	6	134	–	35
		Rankin	4417–4429	6.2	678	151 189	35
Texaco et al. Springdale M-29	1989	Confidentiel	~1300	–	–	331 000	–
		Confidentiel	~1500	–	62	–	14

d'exploration Terra Nova K-08, traversant le flanc sud-est du bassin de Jeanne d'Arc, à 39 km au sud-est d'Hibernia. Le puits a fait jaillir du pétrole sur des essais effectués dans trois zones de grès distinctes : 104 m^3/j de pétrole à 32,4° API à partir d'une roche réservoir limitée au sommet de la Formation de Rankin de 3530 à 3544 m; 616 m^3/j de pétrole à 33,4° API à partir d'un intervalle productif net de 41 m dans la Formation de Jeanne d'Arc de 3380 à 3423 m; et 174 m^3/j de pétrole à 32,5° API à partir d'un intervalle productif net de 4 m dans une autre zone de la Formation de Jeanne d'Arc de 3329 à 3336 m.

La structure Terra Nova est le nez d'un anticlinal probablement salifère plongeant vers le nord et comportant un graben en clef de voûte au droit de la crête. La fermeture est constituée par la faille limitant le graben à l'ouest, par les versants nord et est du nez plongeant et par l'amincissement en biseau du grès réservoir de Jeanne d'Arc au sud. La fermeture au nord est également attribuable à une grande faille à direction WNW-ESE. Dans le puits K-08, à 3415 m dans la roche réservoir de Jeanne d'Arc, se trouve un contact pétrole-eau. D'autres forages ont révélé que ce contact est limité à un petit bloc. Aucun contact pétrole-eau n'a été traversé dans le champ, mais les données sur les pressions en indiquent un à environ 3543 m. Huit autres puits (deux d'exploration, six de délimitation) ont été forés dans la structure de Terra Nova. Cinq puits de délimitation ont été concluants, permettant d'étendre les réservoirs de pétrole dans l'horizon réservoir principal. Ces puits sont les suivants : K-07 foré à la fin de 1985 dans le graben, donnant un intervalle productif net de 27,8; I-07, foré au début de 1986 dans le versant est du nez, donnant un intervalle productif net de 7,8; H-99, foré à la fin de 1987 dans le versant est également, donnant un intervalle productif net de 37,2; E-79, foré au milieu de 1988, dans le versant est également, donnant un intervalle productif net de 51 m dans la roche réservoir principale et de 17,6 m dans une roche réservoir latéralement limitée moins profonde; et C-09, foré au début de 1988 dans le graben, donnant des intervalles productifs nets de 53,4 dans le réservoir principal et de 7 m dans le grès basal

de la Formation de Jeanne d'Arc. L'un des puits d'exploration de suivi, Beothuk M-05, situé à 5 km au sud du puits de découverte K-08 dans le graben et testé au début de 1985, a fait jaillir du pétrole à partir d'une roche réservoir distincte dans la Formation de Jeanne d'Arc qui n'était pas reliée au champ principal et dont l'étendue était limitée. Le puits d'exploration K-17 et le puits de délimitation K-18, forés tous les deux dans le versant ouest du nez plongeant à l'extérieur du graben ont permis de localiser les zones de grès aquifères de la Formation de Jeanne d'Arc.

Trave

Le gisement Trave a été découvert au milieu de 1984 par le forage et l'essai du puits Trave E-87, situé sur la marge occidentale de la dorsale externe, à 65 km à l'est-nord-est d'Hibernia. Le puits a fait jaillir du gaz à des débits atteignant 506 871 m^3/j sur des essais effectués dans un intervalle productif de la Formation d'Hibernia, entre 2144 et 2248 m, et un condensat d'une densité de 69,3 API à un débit de 82,8 m^3/j.

La structure est un bloc faillé incliné vers l'est dont la roche barrière est constituée par le sous-affleurement du grès d'Hibernia au-dessous du shale de la Formation de Banquereau du Tertiaire.

South Mara

Le gisement South Mara a été découvert à la fin de 1984 par le forage et l'essai du puits d'exploration South Mara C-13, situé dans le bassin de Jeanne d'Arc, à 16 km à l'est-sud-est d'Hibernia. Le puits a fait jaillir du pétrole à 34,7 API de densité et 276 m^3/j de débit à partir d'un intervalle productif net de 6,2 m dans les formations d'Avalon et de Ben Nevis du Crétacé inférieur de 2952 à 2958 m. Du gaz a jailli à un débit de 399 267 m^3/j et du condensat à 58,7 API de densité et 105 m^3/j de débit sur un essai effectué dans le chapeau de confinement du gaz sus-jacent de 2926 à 2932 m (un intervalle productif net de de 27,4 m).

La structure est un bloc faillé allongé plongeant vers le nord-est, limité au sud-ouest par une faille antithétique relativement à la direction transbassinale.

Whiterose

Le champ Whiterose a été découvert à la fin de 1984 par le forage et l'essai du puits Whiterose N-22, situé près du versant est du bassin de Jeanne d'Arc, à 52 km à l'est d'Hibernia. Le puits a fait jaillir du pétrole à 32° API de densité à partir d'un intervalle productif net de grès mesurant 7,6 m dans la Formation d'Hibernia de 3542 à 3572 m à des débits atteignant 87 m^3/j. Un essai dans la Formation d'Eastern Shoals (un intervalle productif net de 1,5 m) de 2725 à 2727 m a fait jaillir du gaz à un débit de 40 125 m^3/j tandis que des essais dans la roche réservoir sus-jacente des formations d'Avalon et de Ben Nevis de 2663 à 2695 m, principale roche réservoir dans le puits avec un intervalle productif net de 34,8 m, ont produit jusqu'à 604 734 m^3/j de gaz et 107 m^3/j de condensat à 56,3° API.

La structure est un très vaste dôme faillé probablement salifère. Les grandes périodes de soulèvement ont eu lieu à la fin du Jurassique et de l'Aptien à l'Albien. Des données isochrones indiquent un déplacement de sel durant le Crétacé inférieur et supérieur, au-dessus de la principale section en forme de dôme de la Formation de Whiterose.

Quatre puits de délimitation ont été forés dans la structure. Le premier, J-49, foré à la fin de 1985 dans le versant sud-ouest du dôme, a permis, même s'il a traversé des faciès distaux de roches non réservoirs de la Formation d'Hibernia, de tester le pétrole et le gas logés dans les formations d'Avalon et de Ben Nevis qui comportaient un intervalle productif net de pétrole de 22,6 m et un autre de gaz de 5,8 m. Le gaz contenu dans un intervalle productif net de 4,5 m au-dessous de l'accumulation de pétrole a également été testé. Le deuxième puits délimitation, L-61, foré dans le flanc ouest et testé à la fin de 1986, n'a pas été foré à une profondeur suffisante pour permettre une évaluation de la Formation d'Hibernia. La roche réservoir d'Avalon/Ben Nevis était compact, mais sur essai, elle a produit du gaz à partir d'un intervalle productif net de 5 m dans un grès paléocène (l'unité de South Mara de la Formation de Banquereau). Le troisième puits de délimitation, E-09, foré de la fin de 1987 au milieu de 1988 dans la zone voûtée du versant sud, a fait jaillir du pétrole d'un intervalle productif net de pétrole (87,8 m) reposant au-dessous d'une zone d'imprégnation de gaz comportant un intervalle productif net (12,8 m) de gaz dans la Formation de Ben Nevis. Le quatrième puits de délimitation, A-90, étant improductif, il a été abandonné dû à l'absence d'un faciès de roche réservoir. Il a cependant permis de délimiter la limite orientale du champ.

West Ben Nevis

Le gisement West Ben Nevis a été découvert au milieu de 1985 par le forage et l'essai du puits West Ben Nevis

B-75, situé dans le bassin de Jeanne d'Arc, à 32 km au sud-est d'Hibernia. Le puits a fait jaillir du pétrole sur des essais dans trois zones distinc tes de grès, soit : 380 m^3/j de pétrole à 34,1° API à partir d'un intervalle productif net de 12,8 m dans la Formation de Jeanne d'Arc de 4498 à 4507 m; 235 m^3/j de pétrole à 22,8° API à partir d'un intervalle productif net de 14,6 m dans la Formation d'Eastern Shoals de 2445 à 2465 m; et 97 m^3/j de pétrole à 28,1° API à partir d'un intervalle productif net de 4,2 m dans la Formation de Ben Nevis de 2002 à 2015 m.

La structure est un bloc faillé, faisant partie de la direction de faille transbassinale, entre les structures faillées de Ben Nevis et de Hebron.

Mara

Le gisement Mara a été découvert au début de 1985 par le forage et l'essai du puits Mara M-54, situé dans le bassin de Jeanne d'Arc, à 7 km au sud-est d'Hibernia. Le puits a fait jaillir du pétrole à partir de deux zones de grès : 122 m^3/j de pétrole à 20,5° API à partir d'une lentille de grès dans la partie inférieure de la Formation de Dawson Canyon de 2403 à 2409 m; et 99 m^3/j de pétrole à 21,6° API à partir d'un intervalle productif net de 5 m dans une unité de séquence en éventail paléocène (South Mara) de la Formation de Banquereau de 1852 à 1857 m.

L'accumulation de pétrole du Crétacé supérieur est considérée d'étendue limitée. La découverte faite dans le Paléocène, néanmoins, pourrait être très étendue et laisse entrevoir une nouvelle zone d'exploration prometteuse – massifs de grès enveloppés de shale au sein de la partie tertiaire inférieure. Les sédiments alluviaux traversés par le puits de découverte semblent provenir de l'ouest. Produits par les chenaux découpant la Formation de Dawson Canyon, ils se sont déposés au pied de la plate-forme continentale du Crétacé supérieur.

North Ben Nevis

Le champ North Ben Nevis a été découvert à la fin de 1985 par le forage et l'essai du puits North Ben Nevis P-93, situé dans le bassin de Jeanne d'Arc, à 20 km à l'est-sud-est d'Hibernia. Le puits a fait jaillir 447 m^3/j de pétrole à 33,9° API sur deux essais dans le grès des formations d'Avalon et de Ben Nevis de 3080 à 3095 m (intervalle productif net de 19,4 m). Un essai dans le chapeau de gaz (intervalle productif net de 15,4 m) de 3062 à 3067 m a produit du gaz (479 630 m^3/j) et du condensat (87 m^3/j à 51,8° API).

La structure est un bloc faillé allongé incliné vers le nord-est, limité au sud-ouest par une faille antithétique parallèle à la direction transbassinale.

Un puits de délimitation, M-61, a été foré à 5 km au sud-est du puits de découverte au début de 1986 et testé au milieu de 1987. Le puits a fait jaillir d'un grès dans les formations d'Avalon et de Ben Nevis (intervalle productif net de 17,2 m) du pétrole à un débit de 874 m^3/j. Cependant, un chapeau de gaz comportant un intervalle productif net de 16,2 m n'a pas été testé.

Fortune

Le gisement Fortune a été découvert au milieu de 1986 par le forage et l'essai du puits Fortune G-57, situé à 50 km à l'est-sud-est d'Hibernia, dans le flanc est du bassin de Jeanne d'Arc. Le puits a fait jaillir du pétrole sur des essais dans trois zones de grès, soit : 134 m^3/j de pétrole à 34,8 API d'un mince fragment limité par une faille de la Formation de Jeanne d'Arc, 4031 à 4040 m; 156 m^3/j de pétrole à 36,2° API d'un intervalle productif de 7,4 m, dans la zone inférieure de la Formation d'Hibernia, de 3989 à 4003 m; et 678 m^3/j de pétrole à 35,5° API et 151 189 m^3/j de gaz d'une mince couche de grès dans la Formation de Rankin de 4417 à 4429 m. Seule la roche réservoir de la Formation d'Hibernia, testée 3989 à 4003 m, semble, après analyse, s'étendre sur une grande superficie. Les autres zones testées sont des roches réservoirs d'étendue limitée.

La structure est une fermeture contre une importante faille à compartiment affaissé vers le bassin, sur le versant ouest du soulèvement de Morgiana (fig. 2, 26).

Springdale

Le gisement Springdale a été découvert au début de 1989 par le forage et l'essai du puits Springdale M-29, situé à 45 km au sud- est d'Hibernia, dans le versant est du bassin de Jeanne d'Arc. Les données de puits doivent toutefois demeurer confidentielles jusqu'au 14 mai 1991. La Texaco Canada Resources a néanmoins annoncé qu'elle avait obtenu des résultats limités sur des essais réalisés dans deux zones. Le première zone a produit 62 m^3/j de pétrole à 14,4° API à partir d'une profondeur d'environ 1500 m au-dessous du KB. La seconde zone a produit du gaz à un débit de 331 000 m^3/j à partir d'une profondeur d'environ 1300 m au-dessous du KB.

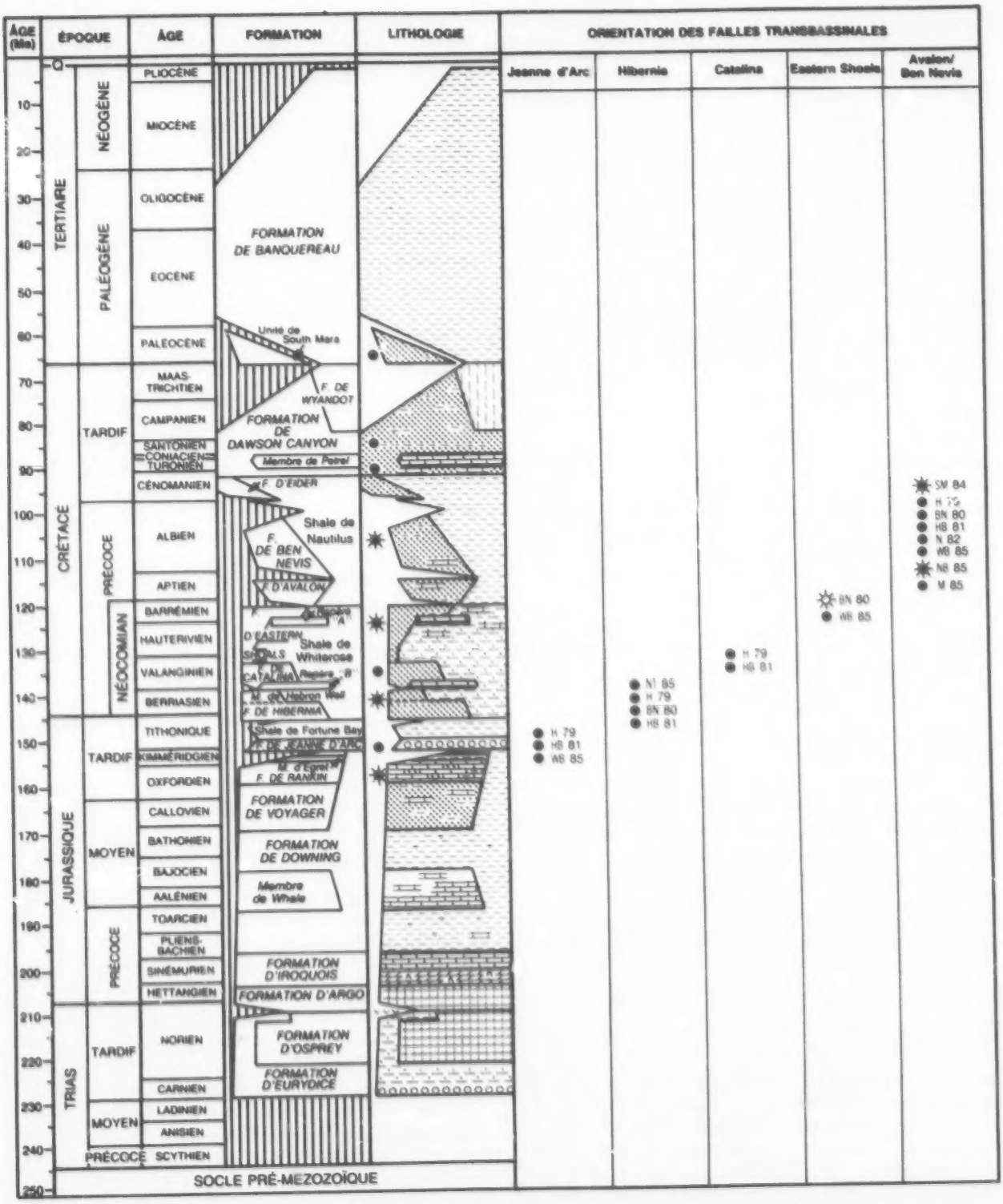

Figure 13. Classification des zones pétrolières favorables, indication des gisements et des indices de pétrole et de gaz liés à des pièges stratigraphiques. Voir la figure 4 pour la légende des lithologies.

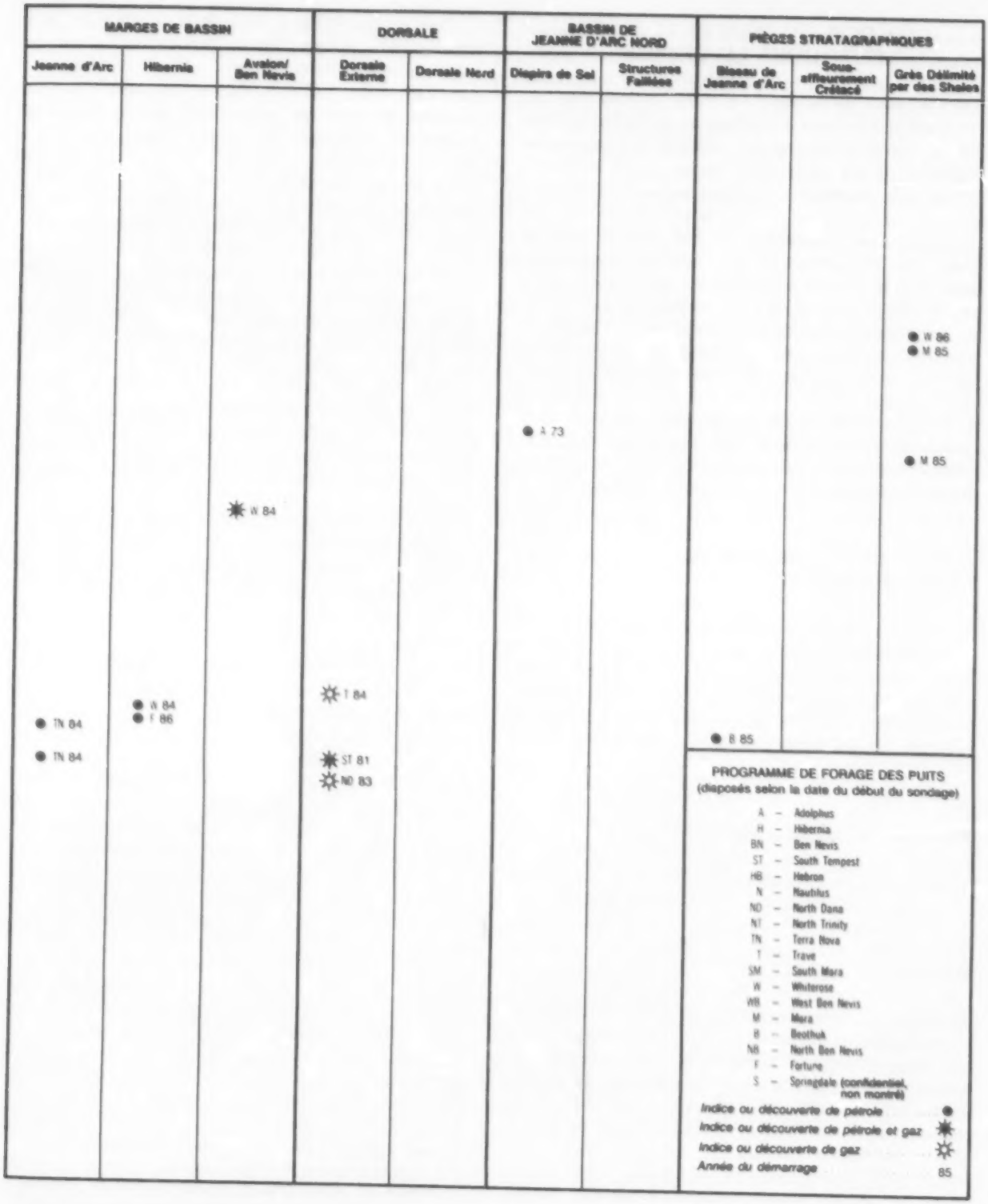

Figure 13. suite

GÉOLOGIE DU PÉTROLE ET ZONES PÉTROLIÈRES FAVORABLES

Dans le bassin de Jeanne d'Arc et les environs (fig. 13), on a défini 15 zones d'exploration des hydrocarbures en fonction de la zone et du type de piège ainsi que de l'horizon lithostratigraphique correspondant au faciès de la roche réservoir.

Chaque zone pétrolière est définie et la lithologie, le milieu de sédimentation et la qualité de la roche réservoir de l'horizon cible sont décrits. L'histoire structurale, la maturité de la roche mère et la migration et le piégeage des hydrocarbures sont brièvement traités. Une analyse des données de forage de chaque zone pétrolière favorable est ensuite présentée, suivie d'un résumé subjectif portant sur le potentiel en hydrocarbures et les dangers associés à chaque zone pétrolière favorable. Sont également inclus une carte montrant la superficie de chacune des zones et une coupe schématique illustrant le type de piège.

GROUPE DE LA DIRECTION DE FAILLE TRANSBASSINALE

Le groupe de la direction de faille transbassinale est une zone de failles normales quasi parallèles à direction NW-SE traversant le centre du bassin de Jeanne d'Arc. Ces failles limitent une série de blocs faillés inclinés, généralement allongés (fig. 14-23). Le groupe de la direction de faille transbassinale contient cinq zones pétrolières favorables.

Formation de Jeanne d'Arc

Définition de la zone pétrolière favorable. Les roches clastiques du sommet de la Formation de Jeanne d'Arc forment des roches réservoirs dans les pièges structuraux définis par la direction de faille transbassinale (fig. 14, 15).

Géologie. La Formation de Jeanne d'Arc comprend du conglomérat, du grès et du shale fluviatiles et deltaïques de type alluvial à anastomosé qui reposent en discordance sur du calcaire de la Formation de Rankin et qui sont recouverts en concordance par le Shale de fortune Bay. Dans l'extrémité sud du bassin de Jeanne d'Arc, de larges vallées ont été découpées profondément dans d'anciens sédiments. Les roches clastiques se sont déposées sous la forme d'un biseau de grès de chenal empilé s'épaississant vers le nord, de couches de conglomérats erratiques et de shale de bassin mélangé à de minces veinules de grès.

Dans presque toute la zone de la direction de faille transbassinale, la Formation de Jeanne d'Arc est enfouie relativement profondément. Une cimentation pénétrative des roches clastiques se traduit par un intervalle productif net mince (5-13 m) et une porosité variant, en moyenne, entre 7 et 14 %.

La plupart des déplacements suivants les failles délimitant la direction de faille transbassinale ont eu lieu durant l'Aptien et Albien. Cette période de formation de failles a produit des pièges à hydrocarbures au sein de la Formation de Jeanne d'Arc, dans des horsts soulevés contre la shale de Fortune Bay et dans des grabens affaissés par failles contre le calcaire et le shale de la Formation de Rankin (fig. 15). Le shale de Fortune Bay constitue également un chapeau efficace dans toute la Formation de Jeanne d'Arc, et de nombreuses interstrates de shale scellent un grand nombre de roches réservoirs au sein de la formation. Les failles de la direction de faille transbassinale offrent des parcours de migration

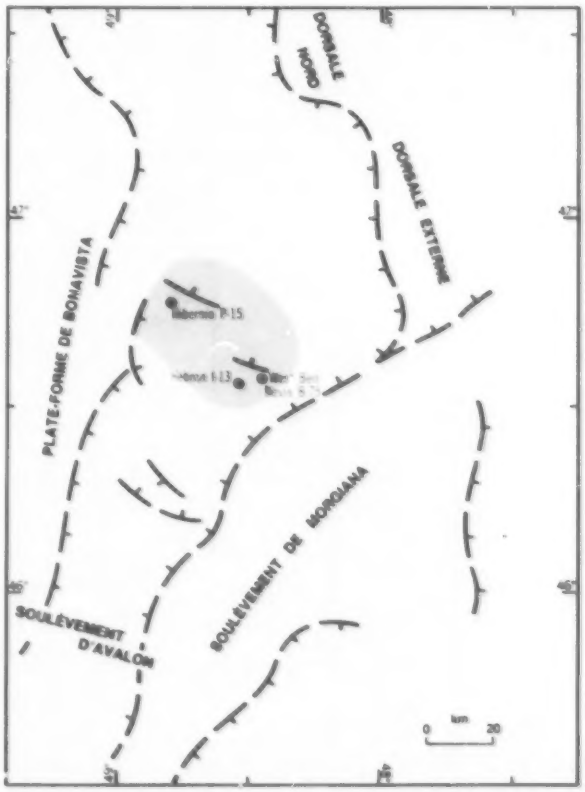

Figure 14. Zone cible de la Formation de Jeanne d'Arc dans le groupe de la direction de faille transbassinale des zones pétrolières favorables.

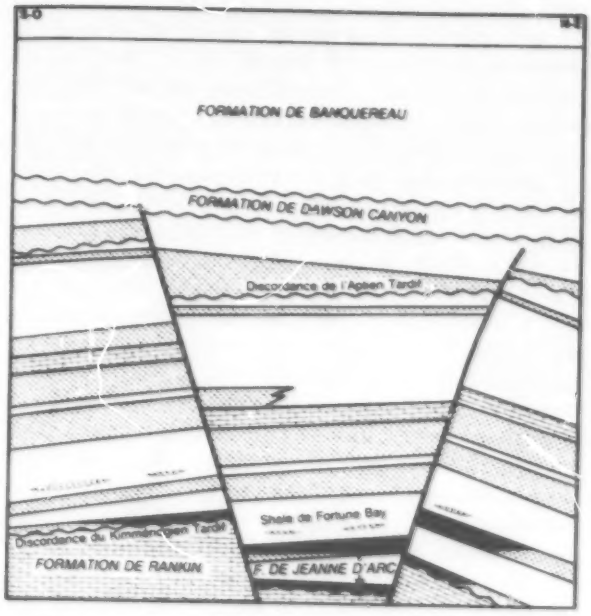

Figure 15. Coupe schématique illustrant le type de piège de la Formation de Jeanne d'Arc dans le groupe de la direction de faille transbassinale des zones pétrolières favorables.

verticale pour les hydrocarbures formés dans le Membre d'Egret sous-jacent, et la juxtaposition de cette roche mère contre la Formation de Jeanne d'Arc crée des parcours locaux de migration latérale. Le Membre d'Egret est mature dans presque toute la zone de la direction de faille transbassinale, et elle pourrait être hypermature dans les parties très profondes (fig. 8).

Historique de l'exploration. Six structures de la direction de faille transbassinale ont été forées dans la Formation de Jeanne d'Arc. Ce sont par ordre chronologique : Hibernia, Hebron, Nautilus, South Mara, West Ben Nevis et North Trinity. Le pétrole a d'abord été testé en 1979 à partir de la Formation de Jeanne d'Arc par le puits Hibernia P-15 (fig. 13). Au milieu de 1981, du pétrole a jailli de cette Formation par le puits Hebron I-13. Au milieu de 1985, on a également récupéré du pétrole par essai aux tiges dans le puits West Ben Nevis B-75, mais les débits ont diminué durant l'essai, indiquant une roche réservoir limitée.

Résumé. L'enfouissement généralement profond des roches, la distribution variable du sable, la présence d'intervalles productifs nets faibles peu poreux dans la zone de la direction de la faille transbassinale sont à l'origine du potentiel relativement faible des hydrocarbures piégés dans la Formation de Jeanne d'Arc. Toutefois, il se peut que des conditions locales aient favorisé des accumulations modérées.

Formation d'Hibernia

Définition de la zone pétrolière favorable. Les roches clastiques de la Formation d'Hibernia du Crétacé initial constituent des roches réservoirs dans les pièges structuraux définis par la direction de faille transbassinale (fig. 16, 17).

Géologie. La Formation d'Hibernia a connu deux cycles fluvio-deltaïques de progradation : la zone inférieure et la zone supérieure.

La zone inférieure contient du grès de chenal fluvial empilé, carboné, à grain de fin à grossier, pur, interstratifié avec du siltstone, du shale et du charbon déposés par débordement d'inondation. La bordure occidentale est principalement constituée de sable

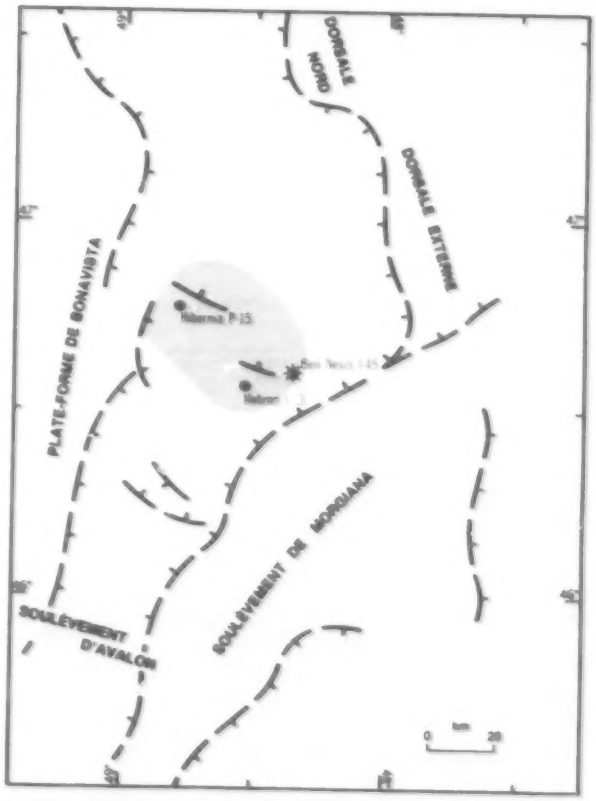

Figure 16. Zone cible de la Formation d'Hibernia dans le groupe de la direction de faille transbassinale des zones pétrolières favorables.

tandis que la bordure orientale contient surtout du shale de remplissage de baie.

La zone supérieure, ou le Membre de Hebron Well, est caractérisée par un grès massif épais déposé dans un milieu marin. Cette zone forme une progradation vers le bassin de Jeanne d'Arc du sud vers le sud-est et se transforme latéralement en shale prodeltaïque dans la zone de la structure d'Hibernia.

Dans la Formation d'Hibernia, la roche réservoir est d'excellente qualité, comportant un grès poreux net (entre 11 et 16 % de porosité moyenne) mesurant de 15 à 50 m d'épaisseur. La porosité nette du grès et la porosité moyenne diminuent en général à mesure que les profondeurs d'enfouissement augmente dans la zone de la direction de faille transbassinale comme l'indique les faibles valeurs recueillies dans les puits Ben Nevis I-45 et South Mara C-13. La porosité dans la Formation d'Hibernia telle que mesurée dans la structure d'Hibernia (15,5 %) est plus élevée que dans les autres structures enfouies à des profondeurs semblables, indiquant peut-être une diagenèse ou une sédimentation exceptionnelle dans cette roche réservoir du champ Hibernia (Brown et al., 1989).

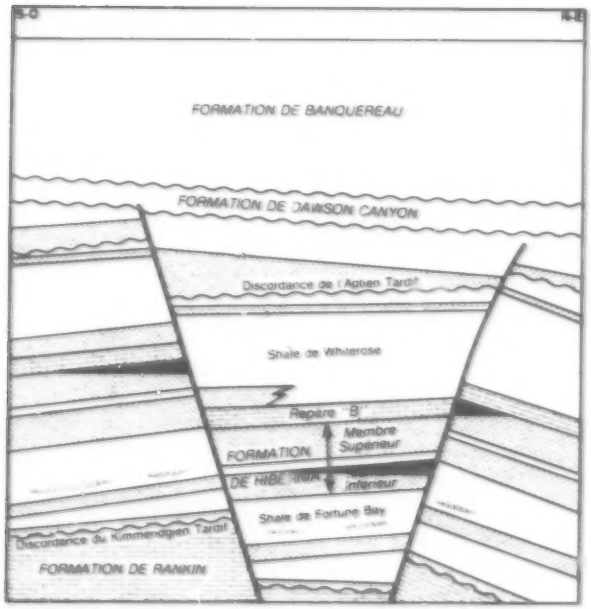

Figure 17. Coupe schématique illustrant le type de piège formé par la Formation d'Hibernia dans la zone du groupe de la direction de faille transbassinale.

La plupart des mouvements suivant les failles de la direction générale transbassinale ont eu lieu durant l'Aptien et l'Albien. Cette période de formation de failles a créé des pièges structuraux. Dans les horsts, la Formation d'Hibernia est soulevée contre le shale de Whiterose et, dans les grabens, elle est affaissée contre le shale de Fortune Bay (fig. 17). Le shale prodeltaïque et le calcaire du niveau-repère «B» forment des barrières supérieures dans les pièges d'hydrocarbures. L'empilement d'épaisses séquences clastiques des zones supérieure et inférieure dans l'extrémité sud-est de la direction de faille transbassinale augmente les possibilités de fuite à travers les failles. Les failles de la direction transbassinale offrent des parcours de migration verticale dans la Formation d'Hibernia pour les hydrocarbures générés dans le Membre d'Egret. Ce dernier est mature dans presque toute la zone de la direction de faille transbassinale, et il pourrait être hypermature dans les parties très profondes de la direction. C'est probablement pour cette raison que les hydrocarbures dans le puits Ben Nevis I-45 ont une faible densité.

Historique de l'exploration. Neuf structures de la direction de faille transbassinale ont été forées dans la Formation d'Hibernia. Par ordre chronologique de forage, ce sont : Hibernia, Ben Nevis, Hebron, Nautilus, South Mara, West Ben Nevis, Mara, North Ben Nevis et North Trinity. En 1979, on a découvert du pétrole dans la zone inférieure de la Formation d'Hibernia, soit dans la structure d'Hibernia, par le forage du puits Hibernia P-15 (fig. 13). Au milieu de 1980, on a testé un écoulement de condensat ou de pétrole léger (39 API) dans la Formation d'Hibernia (zone inférieure) par le puits Ben Nevis I-45. Au milieu de 1981, on a testé par le puits Hebron I-13 le pétrole de la zone supérieure de la Formation d'Hibernia.

Résumé. La grande étendue de la Formation d'Hibernia et la présence de nombreuses couches réservoirs épaisses de grande qualité font de cette formation une cible très prometteuse.

Formation de Catalina

Définition de la zone pétrolière favorable. Les roches clastiques de la formation de Catalina du Crétacé inférieur forment par endroits des roches réservoirs dans les pièges structuraux définis par la direction de faille transbassinale (fig. 18, 19).

Géologie. La Formation de Catalina contient de minces couches de grès, de siltstone, de shale et de calcaire oolitique. Le grès est en général à grain très fin,

Figure 18. Zone cible de la Formation de Catalina dans le groupe de la direction de faille transbassinale des zones pétrolières favorables.

schisteux, cimenté avec de la calcite et bioturbé. Ces sédiments représentent probablement un faible afflux de roches clastiques vers un milieu de plate-forme marine. La Formation de Catalina se transforme latéralement en shale de Whiterose dans la zone du puits West Ben Nevis B-75.

L'intervalle productif net varie de 1 à 24 m et la porosité moyenne de 10 à 17 %. La qualité de la roche réservoir est très variable sur de courtes distances, comme en témoignent les données recueillies dans les puits traversant la structure d'Hibernia.

La plupart des mouvements de faille dans la zone de la direction de faille transbassinale ont eu lieu durant l'Aptien et l'Albien. Cette période de Formation de failles a créé des pièges structuraux. Dans les horsts, la Formation de Catalina est soulevée contre le shale de Whiterose (fig. 19). Dans les grabens, la Formation de Catalina est en général juxtaposée à la Formation d'Hibernia, formant une barrière latérale. Les failles de la direction de faille transbassinale constituent des parcours possibles de migration verticale vers la Formation de Catalina pour les hydrocarbures engendrés dans l'ancien Membre d'Egret. Ce dernier est mature dans presque toute la zone de la direction de faille transbassinale, et il pourrait être hypermature dans les parties très profondes de la direction. Le pétrole récupéré dans la Formation de Catalina par le puits Hebron I-13 était lourd (16,9° API), mais une analyse géochimique indique qu'il n'est pas très biodégradé.

Historique de l'exploration. Neuf structures dans la direction de faille transbassinale ont été forées à travers la Formation de Catalina ou son équivalent latéral. Par ordre chronologique de forage, ce sont : Hibernia, Ben Nevis, Hebron, Nautilus, South Mara, West Ben Nevis, Mara, North Ben Nevis et North Trinity. Cependant, la Formation de Catalina était absente dans les puits Ben Nevis I-45, West Ben Nevis B-75 ou North Ben Nevis P-93, se transformant latéralement en shale de Whiterose. On a testé le pétrole dans trois puits traversant la structure d'Hibernia : B-08 à la fin de 1980, K-18 à la fin de 1981 et B-27 à la fin de 1983 (fig. 13). Au milieu de 1981, on a fait subir une circulation inverse à du pétrole lourd (1,6 m^3) au cours d'un essai aux tiges au-dessus de la Formation de Catalina dans le puits Hebron I-13.

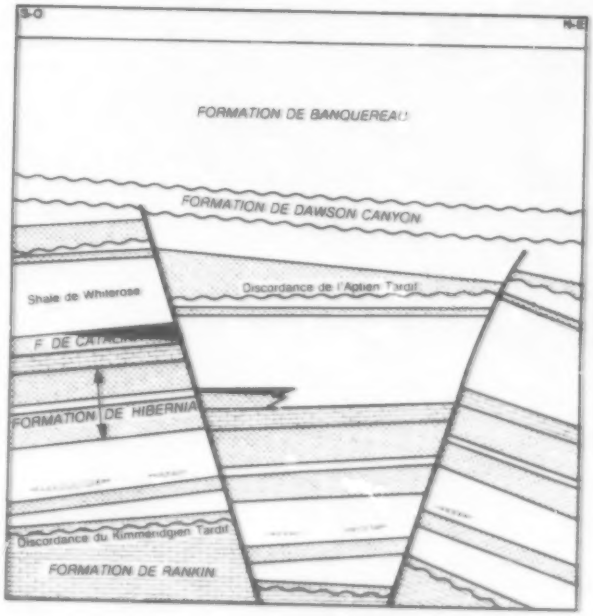

Figure 19. Coupe schématique illustrant le type de piège formé par la Formation de Catalina du groupe de faille transbassinale.

Résumé. La Formation de Catalina pourrait n'être qu'une cible secondaire compte tenu du faible développement de la roche réservoir.

Formation d'Eastern Shoals

Définition de la zone pétrolière favorables. Les roches clastiques de la Formation d'Eastern Shoals du Crétacé inférieur forment des roches réservoirs dans les pièges structuraux longeant l'extrémité sud-est de la direction de faille transbassinale (fig. 20, 21).

Géologie. La Formation d'Eastern Shoals a progressé vers le sud et le sud-est du bassin de Jeanne d'Arc, là où elle contient du grès massif à grain de très fin à grossier, mélangé à du ciment calcaire abondant, se transformant en calcaire oolitique sableux. Vers le nord-ouest et le nord-est, la Formation d'Eastern Shoals se transforme en calcaire et shale épais. Cette unité s'est probablement déposée dans un milieu marin peu profond alimenté de sédiments clastiques provenant du soulèvement d'Avalon réactivé.

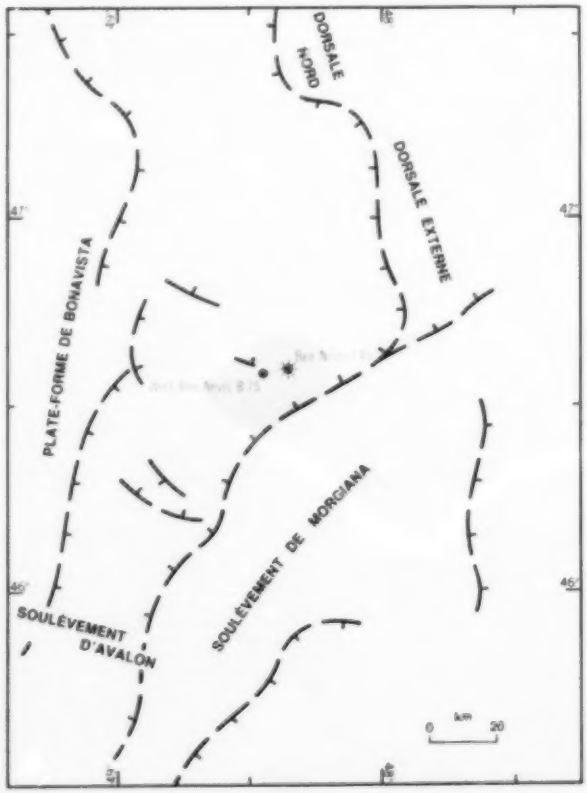

Figure 20. Zone cible de la Formation d'Eastern Shoals dans le groupe de la direction transbassinale des zones pétrolières favorables.

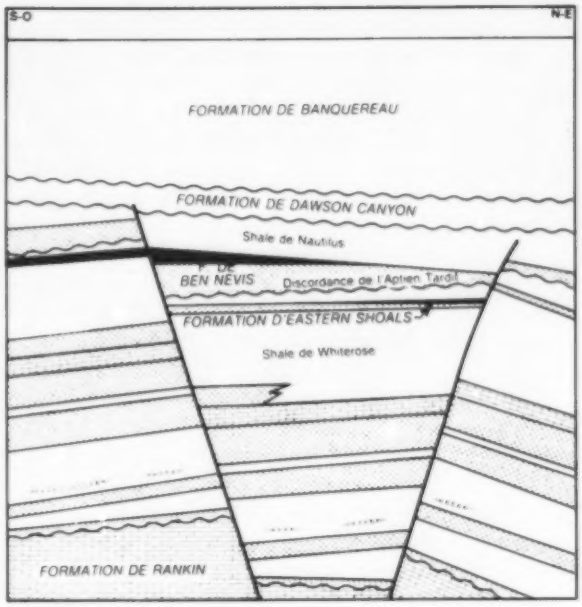

Figure 21. Coupe schématique illustrant le type de piège formé dans la Formation d'Eastern Shoals dans le groupe de la direction de faille transbassinale des zones pétrolières favorables.

La Formation d'Eastern Shoals mesure 100 m environ d'épaisseur dans presque toute l'extrémité sud-est de la direction de faille transbassinale, mais la présence de grès poreux n'est que sporadique. L'intervalle productif net mesure entre 4 et 15 m d'épaisseur. La porosité moyenne est d'environ 20 %, mais elle ne dépasse pas 11 % dans certaines parties profondément enfouies de la direction de faille transbassinale.

La plupart des mouvements de faille suivant la direction de faille transbassinale ont eu lieu durant l'Aptien et l'Albien. Ces mouvements ont créé des pièges structuraux avec la Formation d'Eastern Shoals, dans des horsts en se soulevant contre le shale de Nautilus ou les roches clastiques d'Avalon/Ben Nevis, et dans des grabens, en s'affaissant contre le shale de Whiterose (fig. 21). La juxtaposition de la Formation d'Eastern Shoals avec le roche réservoir d'Avalon/Ben Nevis a pu créer un piège à hydrocarbures. Le shale est abondant sur le sommet de la Formation d'Eastern Shoals, notamment dans le puits Ben Nevis I-45, où il forme une barrière verticale. Ailleurs, toutefois, ces shales ont été érodés à la discordance barrémienne, et la roche barrière a été ébréchée, notamment dans les puits Hebron I-13 et North Trinity H-71. Les failles de la direction de faille transbassinale créent des parcours

possibles pour la migration verticale des hydrocarbures engendrés dans le Membre d'Egret. Ce dernier est mature dans presque toute la zone de la direction de faille transbassinale et il pourrait être hypermature dans les parties très profondes de la direction. L'enfouissement très profond de la roche mère dans la structure Ben Nevis a pu se traduire par une hypermaturité dans cette zone, qui est peut-être à l'origine du gaz et du condensat découverts dans la Formation d'Eastern Shoals par le puits Ben Nevis I-45.

Historique de l'exploration. Seulement cinq des neuf structures forées dans la direction de faille transbassinale ont atteint la Formation d'Eastern Shoals. Les forages dans les quatre autres structures ont pénétré latéralement dans du calcaire et du shale équivalents. Les cinq structures sont, par ordre de forage : Ben Nevis, Hebron, West Ben Nevis, North Ben Nevis et North Trinity. La première récupération d'hydrocarbures, sous la forme de gaz et de condensat, a été faite au milieu de 1980 dans la Formation d'Eastern Shoals par le puits Ben Nevis I-45 (fig. 13). Au milieu de 1985, le puits West Ben Nevis B-75 a fait jaillir du pétrole à 22,8° API à partir de la Formation d'Eastern Shoals.

Résumé. La Formation d'Eastern Shoals est une cible locale secondaire dans la zone de la direction de faille transbassinale, compte tenu de sa faible étendue et de la qualité de la roche réservoir contenue dans cette unité.

Formations d'Avalon et de Ben Nevis

Définition de la zone pétrolière favorable. Les roches clastiques du Crétacé inférieur des formations d'Avalon et de Ben Nevis forment des roches réservoirs dans les pièges structuraux définis par la direction de faille transbassinale (fig. 22, 23).

Géologie. Le grès à granoclassement inverse de la Formation d'Avalon a progressé vers le bassin de Jeanne d'Arc au nord par réaction au soulèvement d'Avalon. Du grès à grain de fin à grossier, cimenté de façon variable avec de la calcite, s'est déposé principalement dans un milieu marin d'avant-plage. Les couches sont par endroits intactes formant un biseau s'épaississant vers le nord au-dessous de la discordance érodée de l'Aptien supérieur. La Formation de Ben Nevis est une séquence à granoclassement généralement normal correspondant à une transgression marine. Les roches clastiques passent d'un grès carboné à grain grossier poreux à un grès à grain fin généralement cimenté avec de la calcite. Elles se sont déposées dans des milieux fluviaux, estuariens, et marins.

Le grès intact d'épaisseur variable de la Formation d'Avalon est généralement recouvert d'un grès poreux de la Formation de Ben Nevis, créant une communication hydrodynamique entre les formations. L'épaisseur du grès de la Formation de Ben Nevis varie d'environ 50 m dans le puits South Mara C-13 à plus de 300 m dans le puits Ben Nevis I-4, causée par une variation latérale du faciès. L'épaisseur du grès de Ben Nevis varie également beaucoup à travers les failles synsédimentaires. L'épaisseur des couches poreuses fluctue entre 4 et 36 m. La porosité moyenne du grès de Ben Nevis varie entre 16 et 25 %. La qualité de la roche réservoir se détériore généralement vers le haut.

La plupart des mouvements de failles suivant la direction générale transbassinale ont eu lieu durant l'Aptien et l'Albien, soit pendant la sédimentation des formations de Ben Nevis et de Nautilus. Cette période de formation de failles a créé des pièges d'hydrocarbures avec le grès d'Avalon/Ben Nevis : dans les grabens, par le compartiment affaissé contre le shale de

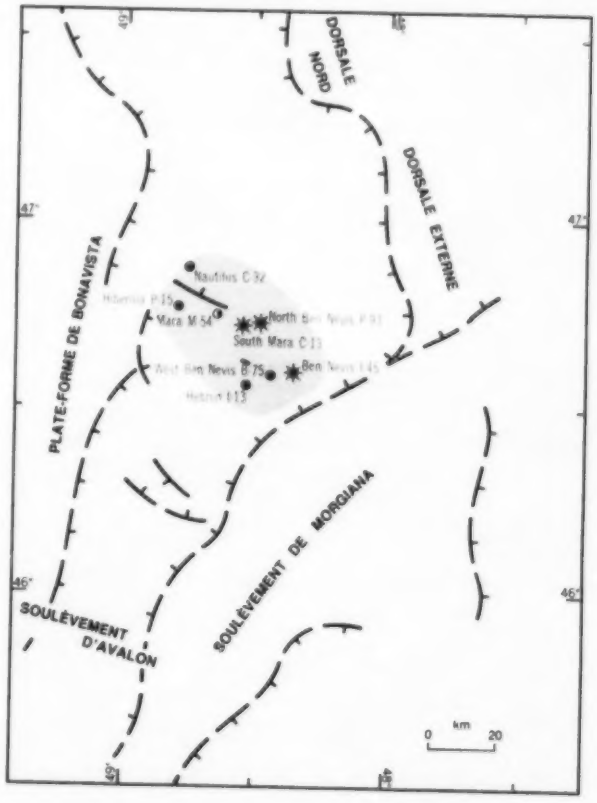

Figure 22. Zone cible des formations d'Avalon et de Ben Nevis dans le groupe de la direction de faille transbassinale des zones pétrolières favorables.

Whiterose et les roches clastiques d'Eastern Shoals et, dans les horsts, par le compartiment soulevé contre le shale de Nautilus (fig. 23). À la juxtaposition des formations d'Avalon et de Ben Nevis avec la Formation d'Eastern Shoals, un piège d'hydrocarbures a pu se former. Le décalage généralement incomplet du grès d'Avalon/Ben Nevis à travers les failles a empêché la formation d'une barrière latérale. Le shale de Nautilus forme des barrières verticales efficaces dans les pièges d'Avalon/Ben Nevis. Les failles de la direction transbassinale constituent des parcours possibles de migration verticale pour les hydrocarbures engendrés dans le Membre d'Egret. Ce dernier est mature dans presque toute la zone de la direction de faille transbassinale et il pourrait être hypermature dans les parties très profondes. C'est ce qui pourrait expliquer la présence de zones d'imprégnation de gaz dans la Fo mation de Ben Nevis dans les structures de South Mara et de North Ben Nevis. Par contre, on a trouvé du pétrole lourd (16,9-19° API) dans la structure d'Hebron, mais une analyse géochimique indique qu'il est très biodégradé.

Historique de l'exploration. Neuf structures dans la direction transbassinale ont été forées, soit dans les formations d'Avalon et de Ben Nevis. Sept de ces structures contenaient des hydrocarbures, l'une était aquifère (North Trinity H-71) et une autre contenait de petits indices de pétrole (Mara M-54). Du pétrole a d'abord jailli de cette roche réservoir par le puits Hibernia P-15 à la fin de 1979 (fig. 13). Au milieu de 1981, de petites quantités de pétrole lourd (de 20,3 à 24,8° API) ont été récupérées sur des essais aux tiges dans une roche réservoir de faible qualité au sommet de la Formation de Ben Nevis dans le puits Ben Nevis. Au milieu de 1982, une mince unité conglomératique du réservoir d'Avalon/Ben Nevis a produit des débits élevés de pétrole sur des essais aux tiges dans le puits Nautilus C-92. Du pétrole et du gaz ont jailli de roches réservoirs de grande qualité dans le gisement Avalon/Ben Nevis par le puits South Mara C-13, à la fin de 1984, et par le puits North Ben Nevis P-93, à la fin de 1985. Au milieu de 1985, du pétrole a été récupéré d'une mince zone d'imprégnation d'hydrocarbures au sommet du réservoir d'Avalon/Ben Nevis dans le puits West Ben Nevis B-75.

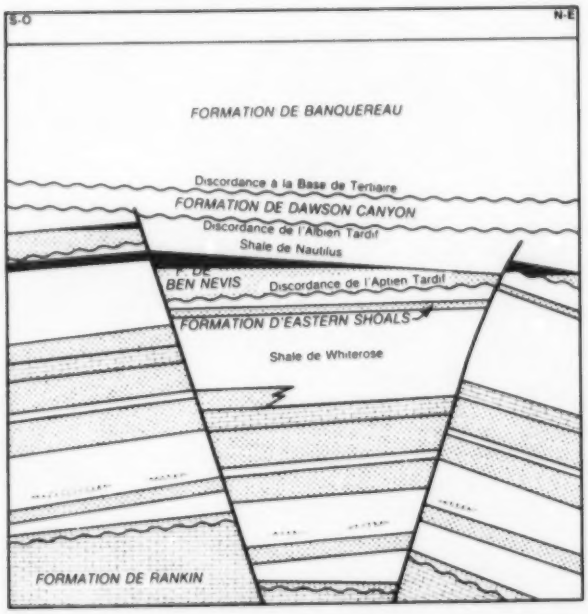

Figure 23. Coupe schématique illustrant le type de piège des formations d'Avalon et de Ben Nevis dans le groupe de la direction de faille transbassinale.

Résumé. Le réservoir d'Avalon/Ben Nevis dans la direction de faille transbassinale est celui qui a donné les meilleurs résultats dans le bassin de Jeanne d'Arc, quelle que soit la zone pétrolière. On a découvert de grandes quantités d'hydrocarbures dans les structures d'Hibernia et d'Hebron, mais des piégeages d'hydrocarbures ont pu avoir lieu ailleurs.

GROUPE DES MARGES DU BASSIN

Les marges du bassin de Jeanne d'Arc correspondent, aux fins de la présente évaluation des ressources, à la zone définie par les failles normales qui séparent le bassin de la plate-forme de Bonavista, à l'ouest, et la hauteur de Morgiana et la dorsale externe, à l'est (fig. 24-29). Les failles ont créé une série de blocs faillés combinés à des structures de compensation vers les failles limitant le bassin. Trois zones pétrolières ont été incluses dans ce groupe.

Formation de Jeanne d'Arc

Définition de la zone pétrolière favorable. Les roches clastiques du sommet de la Formation de Jeanne d'Arc du Jurassique forment des roches réservoirs dans les pièges structuraux découverts dans cette zone (fig. 24, 25).

Géologie. La Formation de Jeanne d'Arc contient du conglomérat, du grès et du shale d'origine alluviale à fluvio-deltaïque anastomosé. Le cadre stratigraphique dans la zone du groupe des marges du bassin est le même que celui observé dans le groupe de la direction

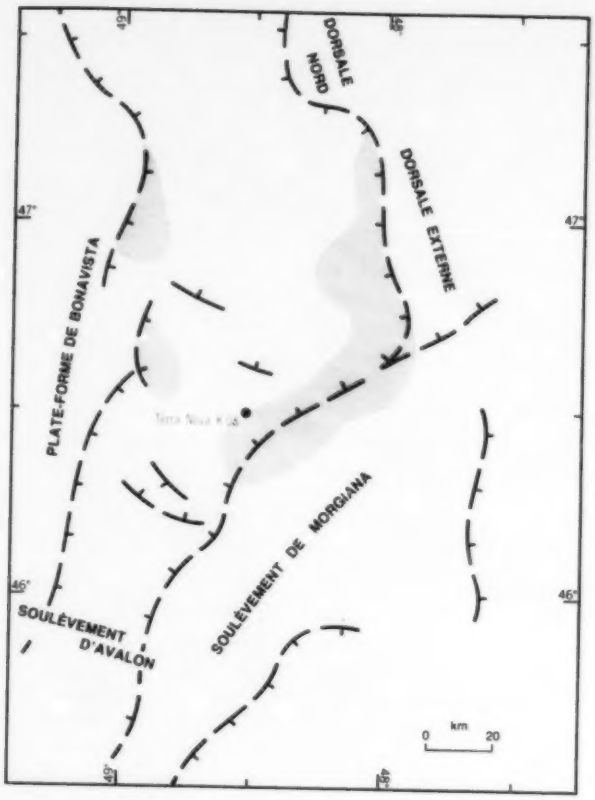

Figure 24. Zone cible de la Formation de Jeanne d'Arc dans le groupe des marges du bassin des zones pétrolières favorables.

de faille transbassinale. Le grès et le conglomérat est moins abondant vers le nord à mesure que la Formation de Jeanne d'Arc se transforme latéralement en shale de Fortune Bay.

L'épaisseur des intervalles productifs nets dans la seule découverte (c. à d. Terra Nova) faite à ce jour varie entre environ 8 m à plus de 50 m. Ces variations reflètent, en partie, les différentes caractéristiques des faciès sédimentaires de cette formation. La porosité moyenne se situe entre 15 et 22 %, les valeurs les plus élevées étant habituellement dans les structures peu profondes, comme Voyager.

De nombreuses failles limitant le bassin étaient actives durant la sédimentation de la Formation de Jeanne d'Arc, causant un épaissis sement vers les failles et des changements d'épaisseur à travers celles-ci (fig. 25). Ces failles se sont réactivées durant l'Aptien et l'Albien, lors de la création des pièges structuraux dans la zone pétrolière. Dans les grabens, la Formation de Jeanne d'Arc est affaissée contre le shale et le calcaire schisteux de la Formation de Rankin (fig. 25), tandis que dans les horsts, elle est déplacée contre le shale de Fortune Bay et la Formation d'Hibernia. Le shale de Fortune Bay forme une barrière efficace pour tout la Formation de Jeanne d'Arc, et les interstratifications de shale pourraient constituer des barrières dans les nombreux réservoirs de la formation. Les failles définissant cette zone pétrolière constituent des parcours possibles de migration verticale pour les hydrocarbures engendrés dans le Membre d'Egret sous-jacent, tandis que la juxtaposition de cette roche mère avec la Formation de Jeanne d'Arc présente des parcours de migration latérale. Dans les zones peu profondes de la zone pétrolière des marges du bassin, comme le long de la bordure occidentale de la hauteur de Morgiana, le Membre d'Egret est de faiblement mature à immature. Dans les structures des zones contenant des hydrocarbures, la migration des hydrocarbures provenant des zones adjacentes où les roches mères sont enfouies profondément et plus matures doit être latérale.

Historique de l'exploration. La Formation de Jeanne d'Arc, ou son équivalent latéral, a été découvert dans six structures reposant sur les marges du bassin. Dans deux d'entre elles, Archer et Whiterose, le grès de la Formation de Jeanne d'Arc est absent, la zone

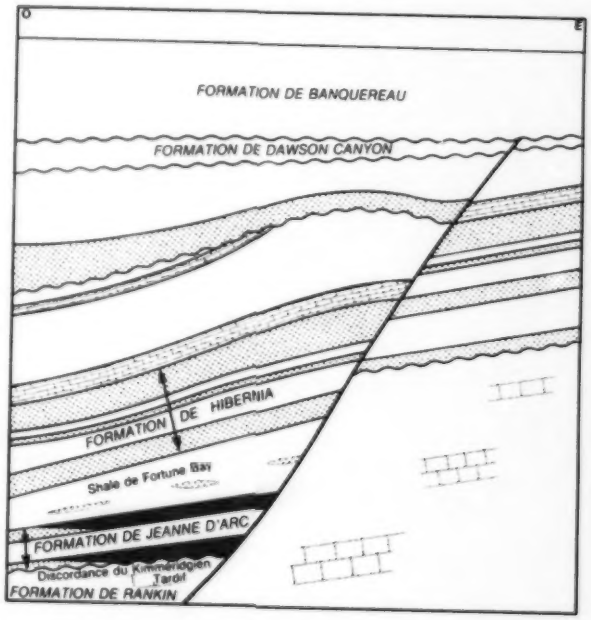

Figure 25. Coupe schématique illustrant le type de piège de la Formation de Jeanne d'Arc dans le groupe des marges du bassin des zones pétrolières favorables.

d'alimentation en sédiments clastiques étant probablement trop éloignée. Les quatre autres structures ont été forées dans l'ordre suivant : Egret, Rankin, Terra Nova et Voyager. Le premier essai de pétrole a été effectué au milieu de 1984 dans la Formation de Jeanne d'Arc sur les marges du bassin, à partir du puits Terra-Nova K-08 de Pétro-Canada et al. (fig. 13).

Résumé. La qualité des réservoirs de la Formation de Jeanne d'Arc, dans la zone des marges du bassin, varie énormément. Ce facteur combiné à d'autres, comme la maturité variable de la roche mère, donne une zone pétrolière à potentiel et à risque élevés.

Formation d'Hibernia

Définition de la zone pétrolière favorable. Les roches clastiques de la base de la Formation d'Hibernia du Crétacé constituent des roches réservoirs pour les pièges structuraux découverts dans la zone pétrolière (fig. 26, 27).

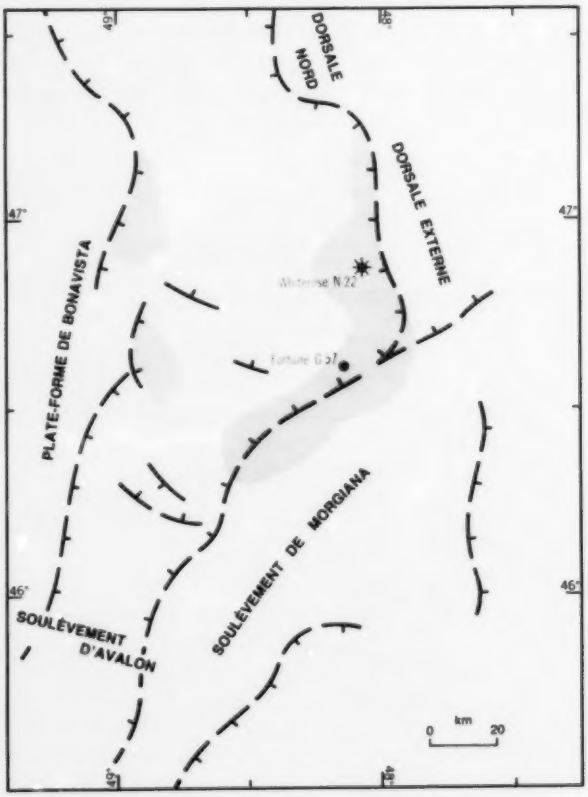

Figure 26. Zone cible de la Formation d'Hibernia dans le groupe des marges du bassin des zones pétrolières favorables.

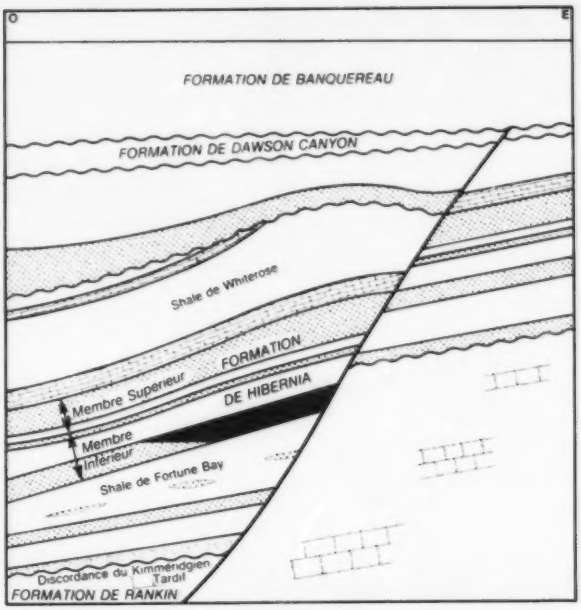

Figure 27. Coupe schématique illustrant le type de piège de la Formation d'Hibernia dans le groupe des marges du bassin des zones pétrolières favorables.

Géologie. La Formation d'Hibernia comprend deux cycles fluvio-deltaïques de progradation : la zone inférieure et la zone supérieure (Membre de Hebron Well).

Le cadre stratigraphique et le milieu de sédimentation de la Formation d'Hibernia dans la zone à l'étude sont identiques à ceux du groupe de la direction de faille transbassinale.

La qualité des roches réservoirs varie, la porosité moyenne passant de 12 à 26 % (la porosité moyenne diminue avec la profondeur d'enfouissement). L'épaisseur de la plupart des grès poreux relevés à ce jour, cependant, est faible (entre 7 et 14 m).

De nombreuses failles à direction nord-sud limitant le bassin étaient actives durant la sédimentation de la Formation d'Hibernia, causant l'épaississement de cette séquence vers les failles et des variations de son épaisseur à travers les failles (fig. 27). Ces failles ont ét réactivées au cours de l'Aptien et l'Albien lorsque les pièges structuraux de cette zone pétrolières se sont créés. Dans les grabens, la Formation d'Hibernia pourrait être affaissée contre le shale de Fortune Bay ou le shale et le calcaire argileux de la formation de Rankin, tandis que dans les horsts, elle pourrait être soulevée contre le shale de Whiterose (fig. 27). Le shale

prodeltaïque et le calcaire du niveau-repère «B» forment des barrières supérieures dans les pièges d'hydrocarbures. La superposition de séquences clastiques épaisses des zones supérieure et inférieure accroît le risque de fuite dans la zone supérieure à travers les failles longeant la marge orientale du bassin. Les failles définissant cette zone pétrolière constituent des parcours possibles de migration verticale pour les hydrocarbures générés dans le Membre d'Egret sous-jacent. Le Membre d'Egret varie de peu mature à immature dans les parties peu profondes de la zone des marges du bassin, comme c'est le cas le long de la bordure occidentale de la hauteur de Morgiana. Dans les structures qui devraient contenir des hydrocarbures, la migration des parties adjacentes où les roches mères sont plus profondément enfouies et plus matures doit être latérale.

Historique de l'exploration. Sept structures dans les marges du bassin ont été forées dans la Formation d'Hibernia. Par ordre de forage, ce sont : Egret, Rankin, Terra Nova, Voyager, Archer, Whiterose et Bonne Bay. À la fin de 1984, du pétrole a été récupéré de la Formation d'Hibernia dans la zone structurale de la marge du bassin, par le puits Whiterose N-22 (fig. 13). Au milieu de 1986, du pétrole a été récupéré par le puits Fortune G-57.

Résumé. Un grès réservoir de grande qualité a pu se combiner à un rejet de faille suffisant pour créer une barrière latérale et ainsi former localement des pièges d'hydrocarbures dans cette zone pétrolière.

Formations d'Avalon et de Ben Nevis

Définition de la zone pétrolière favorable. Les roches clastiques du Crétacé inférieur des formations d'Avalon et de Ben Nevis forment les roches réservoirs des pièges structuraux définis par cette direction générale (fig. 28, 29).

Géologie. Les formations d'Avalon et de Ben Nevis occupent la même position stratigraphique dans le groupe des marges du bassin et dans le groupe de la direction de faille transbassinale. Dans ces deux zones, les milieux de sédimentation sont les mêmes.

Le grès conservé de la Formation d'Avalon d'épaisseur variable est surmonté de grès poreux de la Formation de Ben Nevis, créant une communication hydrodynamique entre les formations. L'épaisseur de la Formation de Ben Nevis varie beaucoup, passant d'environ 40 m dans le puits West Flying Foam L-23 à plus de 2500 m dans le puits Mercury K-76, reflétant une variation latérale du faciès et la formation de failles synsédimentaires. La porosité du grès des formations d'Avalon et de Ben Nevis varie entre 12 et 17 %. La qualité de la roche réservoir diminue généralement vers le haut. Cette situation correspond à une diminution de la granulométrie et de l'épaisseur des couches et à une augmentation de la teneur en argile liée à la transgression représentée par la Formation de Ben Nevis.

La plupart des mouvements de faille définissant les marges du bassin ont eu lieu durant l'Aptien et l'Albien, pendant la sédimentation des formations de Ben Nevis et de Nautilus, comme en témoignent leur épaississement et leurs brusques changements d'épaisseur à travers les failles limitant le bassin. Dans les grabens, ces failles ont créé des pièges d'hydrocarbures avec les grès des formations d'Avalon et de Ben Nevis affaissés contre le shale de Whiterose et le calcaire du niveau-repère «B» (fig. 29). Dans les horsts, les grès étaient soulevés conte le shale de Nautilus. La formation des failles étant synchrone à la sédimentation,

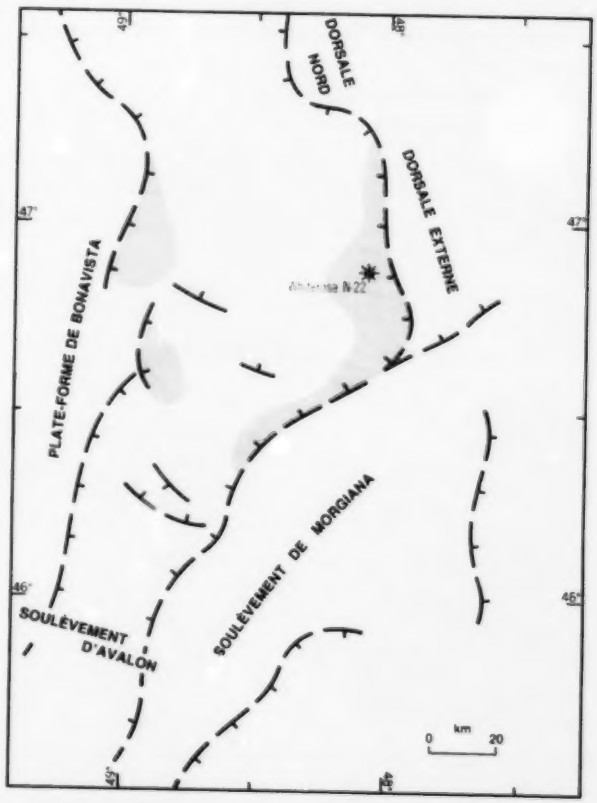

Figure 28. Zone cible des formations d'Avalon et de Ben Nevis dans le groupe des marges du bassin des zones pétrolières favorables.

les grès d'Avalon et de Ben Nevis sont souvent non complètement décalés à travers les failles, causant l'absence de barrière latérale. Le shale de Nautilus forme une barrière verticale efficace pour les pièges d'Avalon et de Ben Nevis. Les failles définissant cette zone pétrolière constituent des parcours possibles de migration verticale pour les hydrocarbures engendrés dans le Membre d'Egret sous-jacent. Le Membre d'Egret est mature dans presque toute la zone des marges du bassin, mais il pourrait être hypermature dans la partie de la structure de Whiterose située du côté du bassin. La migration latérale des hydrocarbures à partir de cette zone prodonde pourrait être à l'origine de la grande quantité de gaz contenue dans la structure de Whiterose.

Historique de l'exploration. Sept structures des marges du bassin ont été forées dans les formations d'Avalon et de Ben Nevis. Par ordre de forage, ce sont : Rankin, Terra Nova, Voyager, Archer, Whiterose, Mercury et Bonne Bay. La Formation de Ben Nevis était absente dans le puits Egret étant donné que cette zone a été soulevée et érodée durant l'Aptien et l'Albien. À la fin de 1984, on a découvert du gaz et du condensat dans la roche réservoir d'Avalon et de Ben Nevis par le puits Whiterose N-22 de la Husky-Bow Valley et al. (fig. 13). Un puits de limite (J-49), foré à la fin de 1985, a fait jaillir du pétrole et du gaz à partir de la roche réservoir d'Avalon et de Ben Nevis. Au milieu de 1988, le puits E-09 a fait jaillir du pétrole d'une colonne d'hydrocarbures (pétrole et gaz) de 205 m.

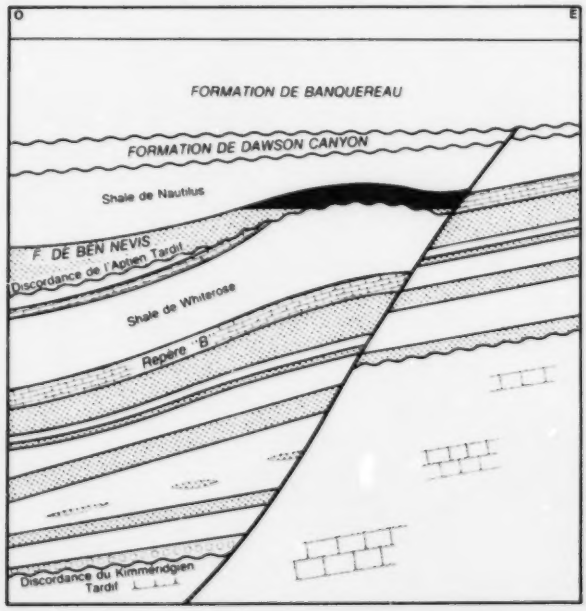

Figure 29. Coupe schématique illustrant le type de piège des formations d'Avalon et de Ben Nevis dans le groupe des marges du bassin des zones pétrolières favorables.

Résumé. Le grès, épaissi par la croissance synchrone de failles, a pu se combiner à des pièges pour produire des gisements importants d'hydrocarbures dans la roche réservoir d'Avalon/Ben Nevis dans les autres zones d'intérêt. Cette zone pétrolière présente comme aspect défavorable de ne pas contenir de roche barrière sûre. De plus, la diminution de la qualité de la roche réservoir vers le haut pourrait entraîner des difficultés de production.

GROUPE DE LA DORSALE

Le groupe de la dorsale contient deux zones pétrolières appelées dorsale externe et dorsale septentrionale. Ces dorsales font partie du complexe d'Outer Ridge qui se divise, du sud au nord en soulèvement de Morgiana, dorsale externe, synclinal de Ragnar et dorsale septentrionale (fig. 30).

Le complexe d'Outer Ridge est une séquence plissée et faillée de sédiments principalement jurassiques et paléozoïques sur lesquels reposent des sédiments tertiaires non remaniés.

Dorsale externe

Définition de la zone pétrolière favorable. La dorsale externe est une hauteur structurale très faillée, orientée dans le sens nord-sud, située entre le socle peu profond de la hauteur de Morgiana, au sud, et une épaisse séquence de sédiments du Crétacé inférieur dans le synclinal de Ragnar, au nord (fig. 30). Les sédiments comportant la partie supérieure forée de la dorsale sont surtout jurassiques. Les roches réservoirs sont situées dans le grès kimméridgien de la Formation de Rankin (fig. 31) ainsi que dans la Formation d'Hibernia, conservée par endroits, dans les synclinaux infra-dorsaux, et peut-être dans les roches clastiques de la Formation de Voyager du Jurassique moyen.

Géologie. Le calcaire de la Formation de Rankin dans le bassin de Jeanne d'Arc se transforme latéralement en shale dans lequel s'intercalent des interstratifications de grès inégalement charbonneux à grain de fin à très grossier mal trié et de calcaire schisteux mince dans la zone de la dorsale externe. Les couches gréseuses du Jurassique supérieur sont bien formées dans le puits South Tempest G-88. On peut diviser ces roches

clastiques en deux intervalles de grès, chacun reposant sur une roche mère riche en matières organiques. Le faible classement, la granulométrie grossière, la présence de débris carbonés et la nature discontinue du faciès de grès déposé avec un shale riche en matières organiques indiquent une sédimentation dans des cônes sous-marins ou des turbidites deltaïques dans un bassin anoxique stagnant.

À ce jour, les zones pétrolières nettes dans le grès du Jurassique supérieur sont minces (environ 12 m) et la porosité de ces roches clastiques se situe en moyenne entre 12 et 16 %.

La Formation d'Hibernia, dans le puits Trave E-87, est composée de shale finement interstratifié et de grès schisteux cimenté avec de la calcite à grain de très fin à fin. Ces sédiments devraient correspondre à l'incursion cyclique des sédiments distaux de front de delta de la Formation d'Hibernia vers les shales prodeltaïques. L'emplacement de la structure de Trave dans le nord, loin de la principale source de sédiments (soulèvement d'Avalon), est probablement la cause du manque de roche réservoir adéquate. Cette séquence est en partie conservée dans la structure de Trave et peut-être dans les autres synclinaux infradorsaux, mais elle a été complètement éliminée ou n'a pas été déposée dans la grande partie de la dorsale externe. Elle est recouverte d'un shale de la Formation de Banquereau du Tertiaire.

Dans la Formation d'Hibernia de la structure de Trave, la zone pétrolière nette ne mesurait que 9 m et sa porosité moyenne s'élevait à 16 %.

La Formation de Voyager, composé de grès, de calcaire et de shale interstratifiés, a progressé au-dessus de la Formation de Downing durant le Jurassique moyen. Sa sédimentation a probablement eu lieu avant le soulèvement de la dorsale externe et les directions de sa sédimentation sont vraisemblablement sans liens avec la morphologie actuelle du bassin de Jeanne d'Arc et de ses marges.

La porosité moyenne est très faible (3 %) dans le grès de la Formation de Voyager, dans le puits Golconda C-64, et aucun gisement d'hydrocarbures n'a encore été découvert dans cette formation à ce jour.

Les failles limitant et découpant la dorsale externe se sont formées durant le Jurassique terminal et le Crétacé

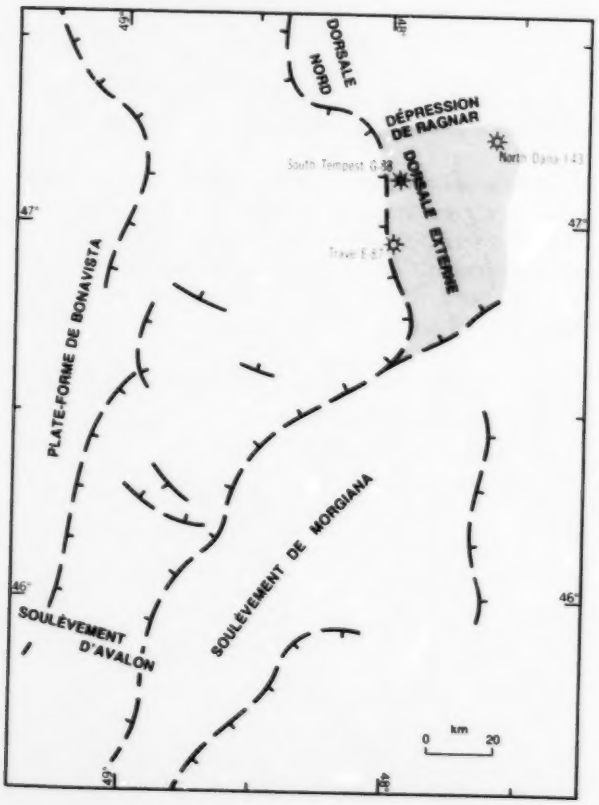

Figure 30. Zone cible de la dorsale externe dans le groupe de la dorsale des zones pétrolières favorables.

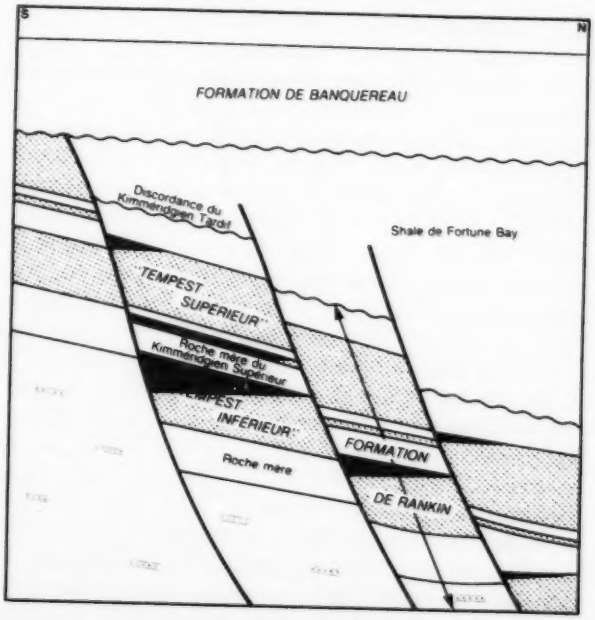

Figure 31. Coupe schématique de la zone pétrolière favorable de la dorsale externe, illustrant les types de pièges possibles.

inférieur. Seule la Formation d'Hibernia, parmi les roches réservoirs mentionnées, s'est déposée durant une période d'activité tectonique, ce qui s'est traduit par l'absence du grès d'Hibernia dans la dorsale externe mais pas dans le bassin de Jeanne d'Arc adjacent. La grande partie des sédiments crétacés et jurassiques de la dorsale externe ont été soulevés, inclinés et érodés durant l'Aptien et l'Albien. Pendant cette période, le soulèvement a été si important que des parties de la dorsale n'ont pas été submergées avant l'Éocène durant la subsidence régionale post-albienne. Les failles ont créé des pièges, par l'affaissement principalement de grès contre les interstratifications de shale de la Formation de Rankin (fig. 31). Les couches inférieures de grès de la Formation de Rankin sont probablement scellées contre du shale jurassique encore plus ancien, tandis que les couches supérieures de grès pourraient ne pas être limitées par une roche barrière latérale étant juxtaposées aux couches de grès inférieures. Les failles constituent des parcours possibles de migration verticale pour les roches réservoirs de la Formation d'Hibernia, contrairement aux grès réservoirs kimméridgiens qui ont pu être alimentés soit directement par un shale bitumineux enveloppant ou par le biais de conduits de failles à partir des roches mères plus matures et plus profondes logées dans les blocs adjacents. La Formation de Voyager a pu comporter une roche mère latérale si un bloc adjacent a été suffisamment affaissé pour juxtaposer les roches clastiques de la Formation de Voyager et les roches mères kimméridgiennes plus récentes.

Historique de l'exploration. Quatre structures dans la dorsale externe ont été forées. Par ordre de forage, ce sont : South Tempest, Trave, Panther et Golconda. Aux fins de la présente évaluation, les structures de North Dana et de Lancaster, situées juste à l'est de la dorsale externe, ont également été incluses. Au début de 1981, on a testé, par le puits South Tempest G-88, le pétrole (environ 40° API) contenu dans trois zones de grès kimméridgien (fig. 13). A la fin de 1983, on a testé, par le puits North Dana I-43, du gaz et du condensat (52,7° API) dans la base du grès kimméridgien. Au milieu de 1984, le puits Trave E-87 a fait jaillir du gaz et du condensat (environ 70° API) de la Formation d'Hibernia.

Résumé. Le grès du Jurassique supérieur, épais et possédant les qualités d'une roche réservoir, pourrait être présent par endroits dans la dorsale externe et constituer une cible très prometteuse. Comme il est très probable que la roche barrière latérale soit de faible qualité et qu'il est impossible de déterminer le faciès de la roche réservoir dans cet intervalle, ces cibles sont très aléatoires.

Dorsale septentrionale

Définition de la zone pétrolière favorable. La dorsale septentrionale est un anticlinal à coeur de socle d'âge paléozoïque à direction nord-sud, situé très au nord du synclinal Ragnar (fig. 32). Cette zone pétrolière comprend trois zones d'intérêt de type structural (horsts et anticlinaux) dans l'anticlinal et dans les marges adjacentes. Elle inclut également, à l'est, un certain nombre de grandes structures mal définies en forme de dômes inclinés. Elles pourraient être liées à un déplacement soit de socle ou de sel. Le grès de la Formation de Rankin forme des roches réservoirs dans cette zone (fig. 33).

Géologie. Le calcaire de la Formation de Rankin dans le bassin de Jeanne d'Arc se transforme latéralement en shale avec interstratifications de grès inégalement charbonneux à grain de fin à très grossier mal trié et de calcaire schisteux mince dans les zones de la dorsale externe et de la dorsale septentrionale. Les couches gréseuses du Jurassique supérieur traversées par le puits

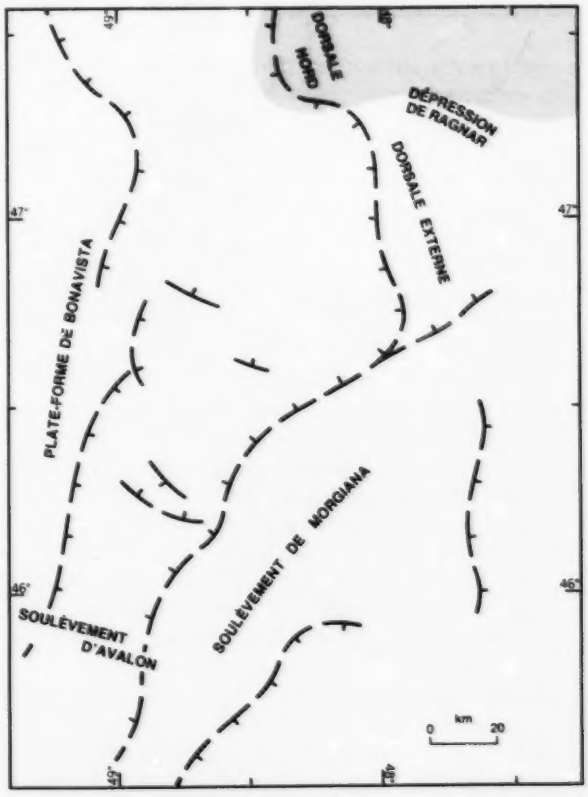

Figure 32. Zone cible de la dorsale septentrionale dans le groupe de la dorsale des zones pétrolières favorables.

South Tempest G-88 sont les mieux développées. Ces roches clastiques peuvent être divisées en deux intervalles de grès, chacune reposant sur des roches mères riches en matières organiques. Le faible classement, la granulométrie grossière, la présence de débris carbonés et la nature discontinue du faciès de grès déposé avec du shale riche en matières organiques révèlent une sédimentation en cônes sous-marins ou en turbidites deltaïques dans un bassin anoxique stagnant.

Des 38 mètres de grès du Jurassique supérieur traversés par le puits Bonanza M-71, environ 17 m étaient poreux. La porosité moyenne s'élevait à 9 %.

Les failles ont été formées au cours du Crétacé inférieur, créant peut-être des pièges d'hydrocarbures avec le grès du Jurassique supérieur, autant dans les grabens, affaissés contre du shale mésozoïque ancien et un socle paléozoïque, que dans les horsts, soulevés contre du shale du Crétacé inférieur. Le shale de la Formation de Rankin du Crétacé inférieur constituent également des roches barrières efficaces. La migration des hydrocarbures a pu être soit latérale, à partir des roches mères interstratifiées, ou verticale, le long des failles à partir de zones profondes comme celles flanquant la dorsale septentrionale. Le gaz est probablement le produit de matières organiques hypermatures dans des marges profondes semblables.

Historique de l'exploration. Deux puits seulement ont été forés dans la zone pétrolière de la dorsale septentrionale. Le puits Dominion O-23, foré à la fin de 1974, a pénétré un shale épais du Crétacé inférieur dans le versant sud de l'anticlinal. En 1982, le puits Bonanza M-71 a pénétré un grès mince dans le shale

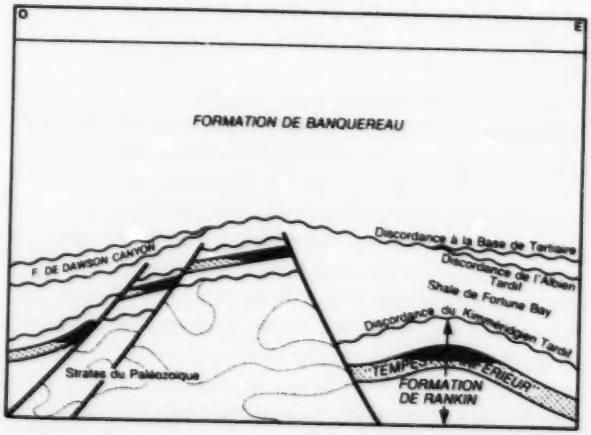

Figure 33. Coupe schématique de la zone pétrolière favorable de la dorsale septentrionale illustrant les types de pièges.

épais du Jurassique supérieur pour s'arrêter dans un shale altéré (chloritisé) du socle. Dans ce puits, on a effectué un essai aux tiges dans un intervalle de 18 m d'épaisseur de grès cimenté avec de la silice présentant des taches foncées ou des taches d'huile morte et parfois une fluorescence jaune. De l'eau en a jailli.

Résumé. Il est nécessaire de trouver du grès réservoir jurassique ou crétacé pour améliorer le potentiel des zones d'intérêt de cette zone pétrolière favorable.

GROUPE DU BASSIN DE JEANNE D'ARC DU NORD

La partie septentrionale du bassin de Jeanne d'Arc—surtout au nord de 47°N—contient une faible quantité de roches clastiques poreuses assez propices au piégeage des hydrocarbures, comparativement à la partie méridionale du bassin. Cependant, des mécanismes de piégeage associés à la Formation de diapirs salifères et de failles importantes ont été observés. Ce groupe compte deux zones pétrolières : des diapirs salifères et des structures faillées.

Diapirs salifères

Définition de la zone pétrolière favorable. Le diapir salifère dans le nord du bassin de Jeanne d'Arc occupe le principal dépôcentre de la partie septentrionale du bassin de Jeanne d'Arc (fig. 34). Les pièges possibles se trouvent dans des couches retournées percées par les diapirs et dans des couches réservoirs drapant le sel ou formant un dôme sur celui-ci. Les réservoirs cibles possibles sont des couches de grès de la Formation de Dawson Canyon du Crétacé supérieur et dans la Formation de Ben Nevis du Crétacé inférieur (fig. 35).

Géologie. Le diapir salifère dans le nord du bassin de Jeanne d'Arc est distal par rapport à la principale zone d'alimentation en sédiments (c. à d. le soulèvement d'Avalon). Par conséquent, les couches équivalentes aux formations de Jeanne d'Arc et d'Hibernia sont susceptibles d'être des shales de bassin. Il est possible que de minces couches de grès de la Formation de Ben Nevis soient présentes, même elles n'ont pas encore été pénétrées. Les seules roches clastiques réservoirs repérées à ce jour sont des grès très minces à grain très fin, interstratifiés avec du shale épais de la Formation de Dawson Canyon dans le puits Adolphus 2K-41. Dans toute cette région, la roche réservoir ne devrait pas être de bonne qualité.

Les roches mères jurassiques ont atteint leur maturité plus précocement dans cette zone qu'ailleurs dans le

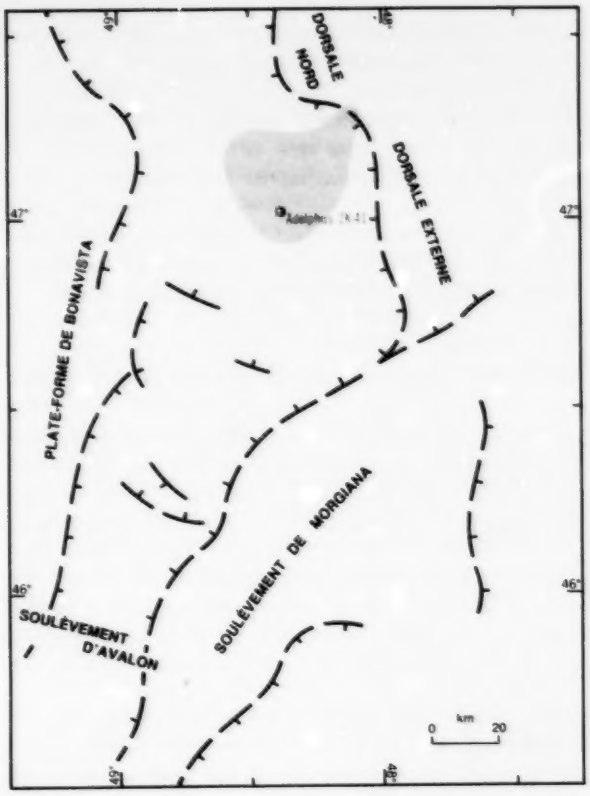

Figure 34. Zone cible du diapir salifère dans le groupe de Jeanne d'Arc du Nord des zones pétrolières favorables.

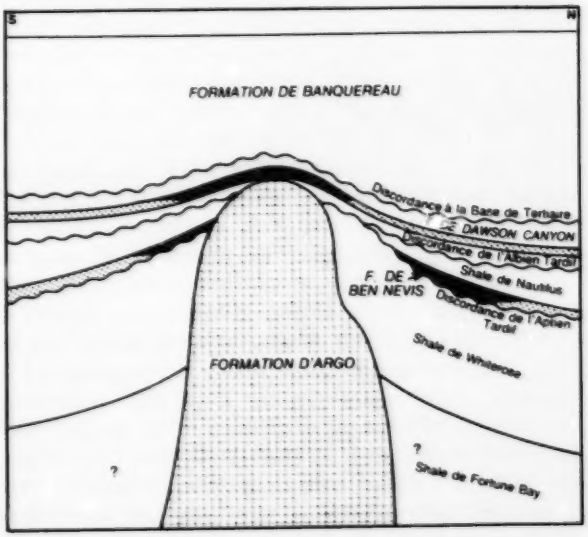

Figure 35. Coupe schématique d'une zone d'intérêt dans un diapir salifère et types de pièges associés dans le groupe de Jeanne d'Arc du Nord des zones pétrolières favorables.

bassin de Jeanne d'Arc. Le pétrole engendré durant les premiers stades de maturité a pu migré vers les pièges formés par un déplacement de sel antérieur. Les roches mères kimméridgiennes sont par la suite devenues hypermatures et devraient fort probablement engendrer maintenant du gaz. Le shale très organique du Tertiaire inférieur pourrait être mature étant donné que la profondeur d'enfouissement dans cette zone est grande comparativement aux zones plus méridionales du bassin de Jeanne d'Arc. La possibilité que ces sédiments tertiaires constituent une roche mère de gaz n'est pas à écarter. Des shales crétacés et tertiaires épais forment des barrières verticales. Les failles créées par un déplacement tardif du sel, cependant, a pu empêcher la formation de roches barrières dans les pièges plus anciens.

Historique de l'exploration. À la fin de 1973, les essais effectués dans le puits Adolphus 2K-41 ont donné des débits faibles (42,6 m^3/j, 268 barils/j) de pétrole à 31° API dans une zone située près du sommet d'un diapir salifère (fig. 13). Le puits d'exploration Adolphus D-50, testé en aval-pendage du même diapir, a été déclaré improductif et abandonné au début de 1975. Un deuxième dôme salifère testé par le puits Conquest K-09 a été déclaré improductif au milieu de 1985 et abandonné au début de 1986 même si l'on a enregistré des concentrations élevées de boue émulsionné de gaz (C_1 à C_4) de 3940 à 3965 m de profondeur durant le forage du shale du Crétacé inférieur.

Résumé. La faible qualité des sables réservoirs, comme l'absence de roche barrière et l'hypermaturité des roches mères sont des facteurs limitant fortement le potentiel de cette zone pétrolière. Par conséquent, cette zone est considérée très aléatoire.

Structures faillées

Définition de la zone pétrolière favorable. Cette zone pétrolière comprend le horst limité par failles et les blocs inclinés présents dans le bassin de Jeanne d'Arc au nord du 47° de latitude (fig. 36), incluant les blocs longeant la bordure occidentale du bassin. Le grès du Crétacé inférieur pourrait servir de roches réservoirs à bordures faillées tandis que le grès du Crétacé supérieur pourrait constituer des roches réservoirs possibles drapant les anticlinaux (fig. 37).

Géologie. Cette zone n'a pas été très explorée. Les données du puits Flying Foam I-13 indiquent que cette zone est éloignée des roches clastiques qui ont alimenté la sédimentation des formations de Jeanne d'Arc et d'Hibernia. Les grès d'Avalon et de Ben Nevis pourraient être présents dans les grabens entre les

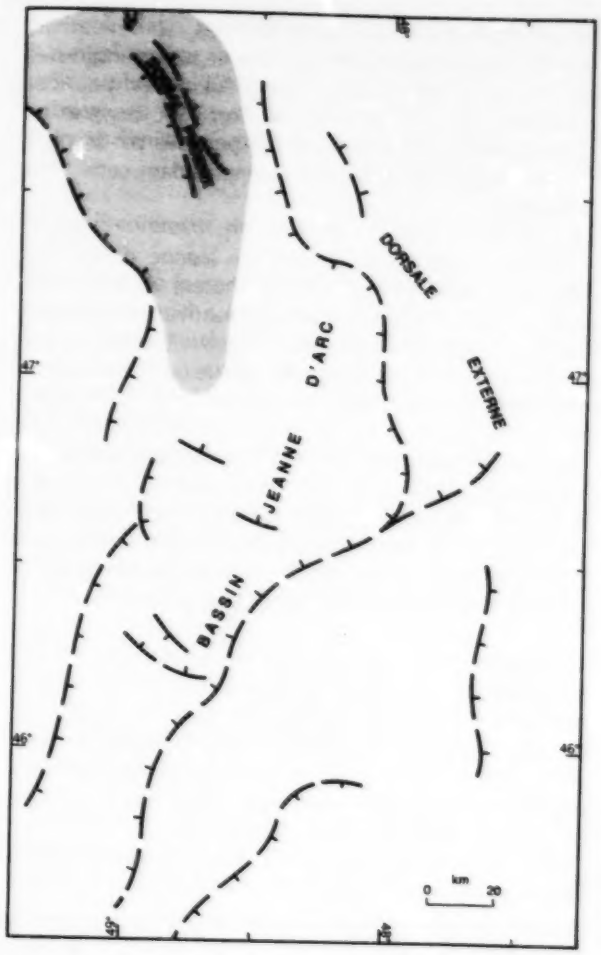

Figure 36. Zone cible des structures faillées possibles dans le bassin de Jeanne d'Arc du Nord.

anticlinaux. Les grès se sont déposés dans les zones voisines durant le Crétacé supérieur et pourrait constituer une roche réservoir.

La roche mère du Membre d'Egret est présente dans le puits Flying Foam I-13, mais sa sédimentation et sa conservation au nord sont incertaines. Comme les couches du Tertiaire inférieur comportent une teneur élevée en matières organiques, elles pourraient constituer des roches mères d'hydrocarbures matures dans la partie septentrionale du bassin de Jeanne d'Arc où elles sont profondément enfouies. Toutefois, le potentiel en hydrocarbures de ces couches est incertaine. Les pièges pourraient avoir été formé par le grès du Crétacé inférieur affaissé contre les couches mésozoïques plus anciennes ou contre les couches paléozoïques métamorphisées (fig. 37). Les roches réservoirs du Crétacé supérieur pourraient comporter une fermeture au-dessous du shale tertiaire après avoir drapé les anticlinaux de horst à coeur de sel ou de roche de socle du Paléozoïque.

Historique de l'exploration. Seul le bloc incliné de la dorsale Flying Foam a été testée dans cette zone pétrolière. Le puits Flying Foam I-13 a été foré à la fin de 1973 et le puits West Flying Foam L-23, de la fin de 1981 au début de 1982. Aucun des puits n'a pénétré des faciès réservoirs importants dans les épaisses couches mésozoïques schisteuses. Au nord du bassin de Jeanne d'Arc, dans le puits Cumberland B-55, des blocs faillés inclinés du Paléozoïque ont été traversés. Le seul horizon réservoir présent dans ce puits se trouvait dans un grès du Crétacé supérieur.

Résumé. La présence incertaine de roche mère et de roche réservoir rend risquée l'exploration de cette zone pétrolière. Aucun puits n'a encore été foré dans les grabens entre les anticlinaux de cette zone pour tester la présence ou l'absence de roche réservoir.

GROUPE DES PIÈGES STRATIGRAPHIQUES

Dans le bassin de Jeanne d'Arc, on a défini trois zones pétrolières stratigraphiques. La plus ancienne se trouve dans la Formation de Jeanne d'Arc du Jurassique. Au-dessus s'étendent des zones pétrolières gréseuses du Crétacé inférieur, surmontées plus haut dans la coupe par des zones pétrolières gréseuses du Crétacé supérieur et du Tertiaire.

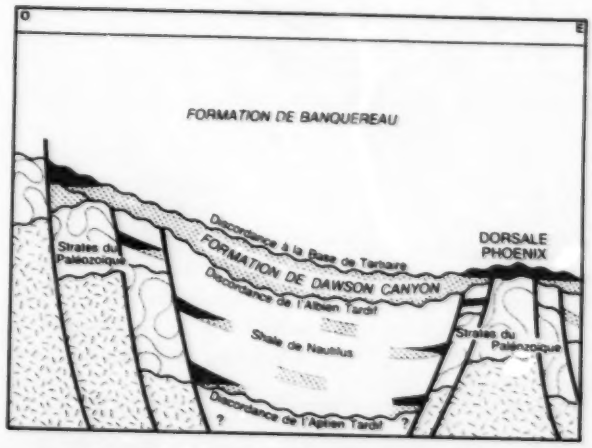

Figure 37. Coupe schématique illustrant les types de pièges en structures faillées dans le groupe de Jeanne d'Arc du Nord des zones pétrolières favorables.

Biseau de la Formation de Jeanne d'Arc

Définition de la zone pétrolière favorable. Cette zone pétrolière comprend tous les gisements et toutes les zones d'intérêt logés dans du grès et du conglomérat de la Formation de Jeanne d'Arc (fig. 38, 39). Ces pièges stratigraphiques pourraient comporter localement des structures comme des blocs inclinés par failles.

Géologie. La Formation de Jeanne d'Arc comprend du conglomérat, du grès et du shale d'alluvial à fluvio-deltaïque anastomosé qui reposent en discordance sur le calcaire de la Formation de Rankin et qui sont surmontés en concordance par le shale de Fortune Bay. Dans l'extrémité méridionale du bassin de Jeanne d'Arc, de larges vallées sont profondément découpées dans des sédiments anciens. Les roches clastiques se sont déposées sous la forme d'un biseau s'épaississant vers le nord composé de grès de chenal empilé, de couches de conglomérat erratique et de shale de bassin accompagnés de minces veinules gréseuses. Le grès et le conglomérat débordent sur les soulèvements d'Avalon et de Morgiana (fig. 38) et sont transgressés par le shale de Fortune Bay, selon les données recueillies dans le puits Port au Port J-97. Les grès de chenal, comme ceux qui ont été pénétrés par le puits Gambo N-70, ont également été inclus dans cette zone pétrolière.

Même si les unités de grès de Jeanne d'Arc dans cette zone sont minces, elles pourraient présenter une porosité élevée étant donné la profondeur relativement faible de l'enfouissement. Dans le puits Beothuk M-05, on a traversé une zone pétrolière nette de 8,5 m dont la porosité moyenne s'élève à 19 %.

La migration latérale des hydrocarbures a dû s'effectuer sur une longue distance pour que du pétrole provenant de roches mères matures du Jurassique supérieur remplissent ces pièges relativement peu profonds. Le shale de Fortune Bay sus-jacent forme la roche barrière de ces pièges stratigraphiques.

Historique de l'exploration. Quatre zones d'intérêt ont été forées dans la zone d'amincissement en biseau de la Formation de Jeanne d'Arc. Ce sont, par ordre de forage : Egret, Port au Port, Beothuk et Gambo. Le puits Port au Port J-97 n'a pas traversé de roches réservoirs étant donné qu'il était situé au sud du biseau contre le versant nord du soulèvement d'Avalon. Au début de 1985, le puits Beothuk M-05 a fait jaillir du pétrole dans deux intervalles de la Formation de Jeanne d'Arc.

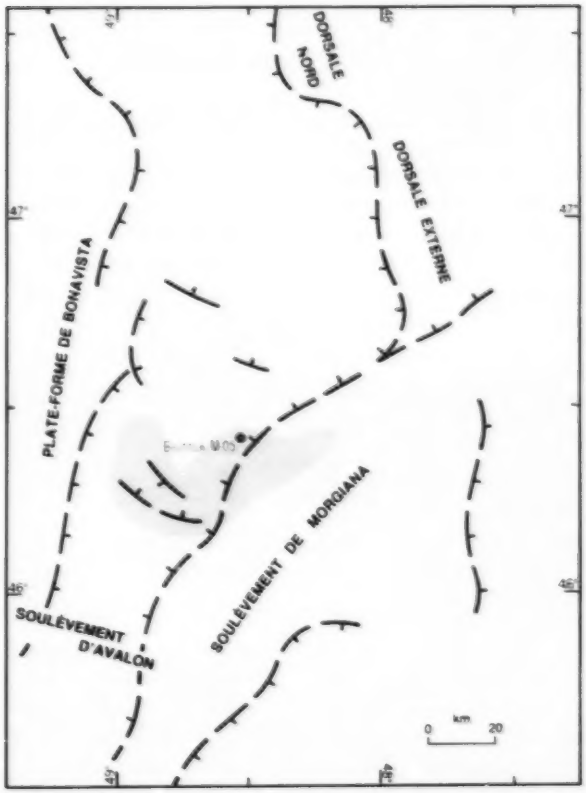

Figure 38. Zone cible de la zone en biseau de la Formation de Jeanne d'Arc dans le groupe de pièges stratigraphiques des zones pétrolières favorables.

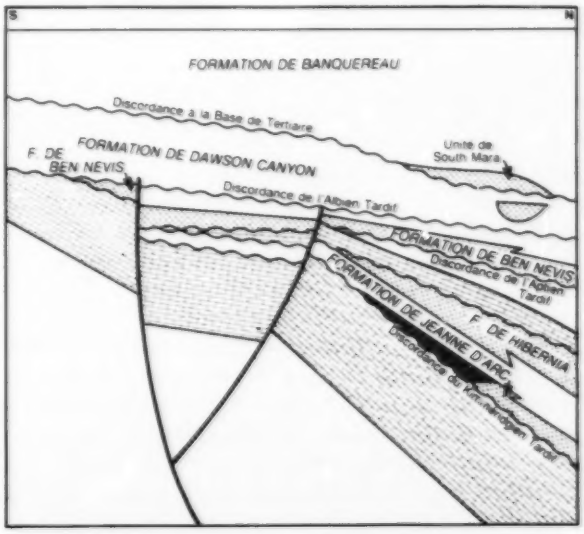

Figure 39. Coupe schématique illustrant le type de piège de la Formation de Jeanne d'Arc dans le groupe des pièges stratigraphiques des zones pétrolières favorables.

Résumé. Cette zone pétrolière favorable présente un potentiel moyen, mais les difficultés soulevées par la cartographie des limites de la roche réservoir en amont-pendage et l'absence de roches mères matures sous-jacentes limitent fortement le potentiel de cette zone.

Sous-affleurement de grès du Crétacé inférieur

Définition de la zone pétrolière favorable. Cette zone pétrolière comprend toutes les zones d'intérêt contenues dans des grès du Crétacé inférieur où ils sous-affleurent au-dessous de discordances dans l'extrémité méridionale du bassin de Jeanne d'Arc (fig. 40). Les formations d'Hibernia et d'Avalon et de Ben Nevis contiennent des roches réservoirs (fig. 41).

Géologie. Toute la séquence clastique du Jurassique supérieur et du Crétacé inférieur s'amincit dans la partie méridionale du bassin de Jeanne d'Arc. Cet amincissement est attribuable à l'érosion subséquente

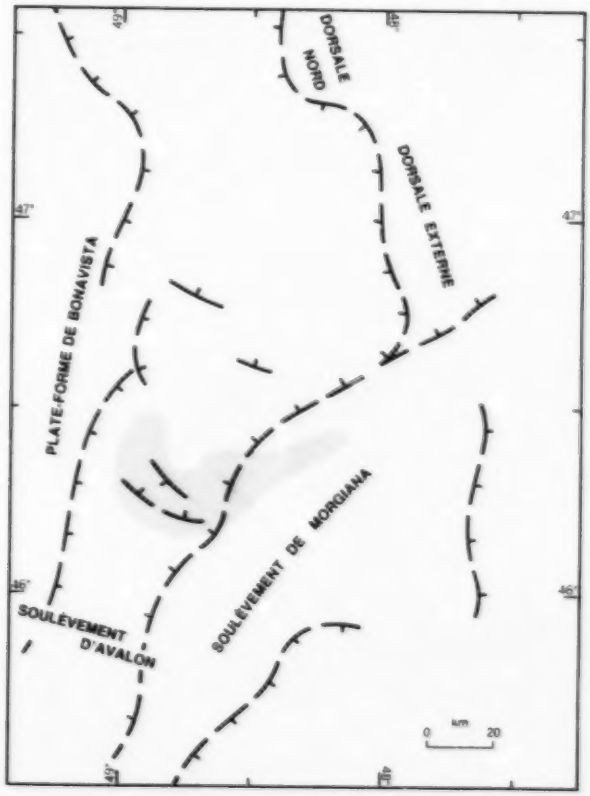

Figure 40. Zone cible de la zone du sous-affleurement de grès du Crétacé inférieur dans le groupe des pièges stratigraphiques des zones pétrolières favorables.

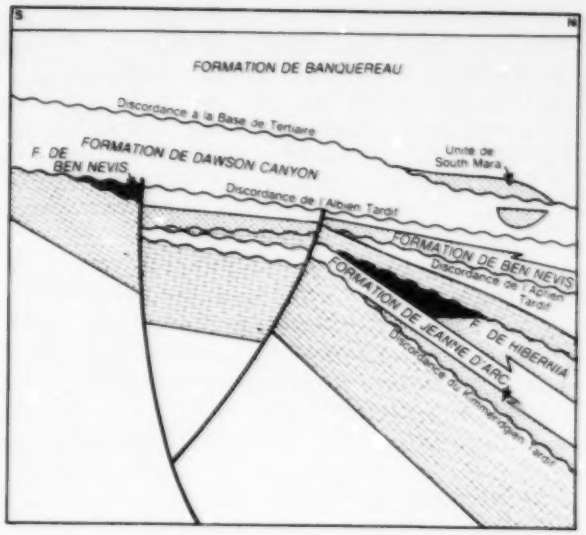

Figure 41. Coupe schématique illustrant le type de piège dans la zone pétrolière favorable de grès du Crétacé inférieur dans le groupe des pièges stratigraphiques des zones pétrolières favorables.

de ces sédiments le long du versant nord du soulèvement d'Avalon.

La Formation d'Hibernia dans cette zone pétrolière comprend généralement un grès mince à grain fin, conservé au-dessous d'une discordance a la base du calcaire du niveau-repère «B» traversé par le puits Gambo N-70. Certains grès de chenal à grain grossier ont pu être conservés là où la Formation d'Hibernia sous-affleure de façon abrupte au-dessous de la discordance, tel qu'observé dans le puits Egret N-46 (fig. 41). Du grès à grain de très fin à grossier de la roche réservoir d'Avalon/Ben Nevis sous-affleure au-dessous de la discordance de l'Albien supérieur.

La qualité de la roche réservoir devrait varier dans cette zone. Il se peut que la Formation d'Hibernia soit très poreuse (plus de 30 %) étant donné sa faible profondeur d'enfouissement, mais cette porosité atteint généralement ce niveau dans de minces couches de grès au sein de shale. Étant donné sa faible profondeur d'enfouissement, la roche réservoir d'Avalon/Ben Nevis pourrait être très poreuse.

Le calcaire du niveau-repère «B» et le shale de la Formation de Dawson Canyon forment des barrières verticales contre ces roches réservoirs. Le Membre d'Egret ne devrait pas être mature dans la grande partie de cette zone pétrolière à sous-affleurement. Cette zone

a dû, par conséquent, comporter une migration latérale des hydrocarbures des parties plus profondément affaissées au nord.

Historique de l'exploration. Trois zones d'intérêt ont été forées dans cette zone pétrolière : Egret, Port au Port et Gambo. Elles sont toutes les trois improductives.

Résumé. Cette zone pétrolière favorable présente un potentiel moyen, mais la qualité variable des sédiments, les difficultés à cartographier les limites de la roche réservoir en amont-pendage et l'absence de roches mères matures sous-jacentes atténuent grandement les possibilités de découverte.

Grès limité par du shale

Définition de la zone pétrolière favorable. Cette zone comprend tous les gisements et les zones d'intérêt de grès du Tertiaire inférieur (South Mara) et du Crétacé supérieur enchâssé dans du shale contenu dans tout le bassin de Jeanne d'Arc ou dans les marges du bassin (fig. 42, 43).

Géologie. On peut distinguer dans le versant ouest du bassin de Jeanne d'Arc un complexe de cône sous-marin d'âge paléocène à éocène. Le grès de South Mara à grain de fin à grossier semble comprendre des roches clastiques du système delta/plate-forme du Crétacé supérieur qui ont été remaniées par érosion. Les données de puits et de levés sismiques indiquent que ces roches réservoirs ont pu se déposer dans toute la zone cible, mais de façon variable. Les shales de la Formation de Banquereau forment des roches barrières. Le grès du Crétacé supérieur pourrait être par endroits enchâssé dans du shale de la Formation de Dawson Canyon.

La qualité du grès réservoir de South Mara est très variable. Des unités de grès massives, présentant un porosité continue de 30 % en moyenne sur plus de 30 m, ont été forées (c. à d. puits South Mara C-13).

Même si la sédimentation a eu lieu après les dernier épisode tectonique dans le bassin de Jeanne d'Arc, les failles provoquées par le chargement sédimentaire et les quantités variables de sédiments compactés décalent par endroits ces horizons peu profonds. Ces failles constituent des parcours possibles de migration verticale pour les hydrocarbures en provenance de roches mères jurassiques.

Le shale tertiaire très riche en matières organiques pourrait constituer une autre roche mère dans les parties plus profondes du bassin où ces sédiments sont matures. Toutefois, le potentiel en hydrocarbures de ces sédiments du Tertiaire inférieur est douteux. La présence de pétrole lourd dans le grès de South Mara dans le puits Trinity H-71 indique que la qualité du pétrole pourrait constituer localement (c. à d. dans les zones à faible profondeur d'enfouissement) un problème en ce qui concerne le potentiel de cette zone.

Historique de l'exploration. Les diagraphies par câble indiquent la présence d'hydrocarbures sur un intervalle de un mètre au sommet d'un grès poreux de 30 m d'épaisseur dans le puits South Mara C-13. Au cours d'un essai réalisé dans cet intervalle à la fin de 1984, on a récupéré de l'eau de formation contenant des traces d'hydrocarbures. Au début de 1985, on a récupéré du pétrole dans les grès de Dawson Canyon (20,5° API) et de South Mara (21,6° API) par le puits Mara M-54 (fig. 13). On a repéré par diagraphie au câble un indice d'hydrocarbures d'environ 7 m dans le

Figure 42. Zone cible des grès limités par du shale et classées dans le groupe des pièges stratigraphiques des zones pétrolières favorables.

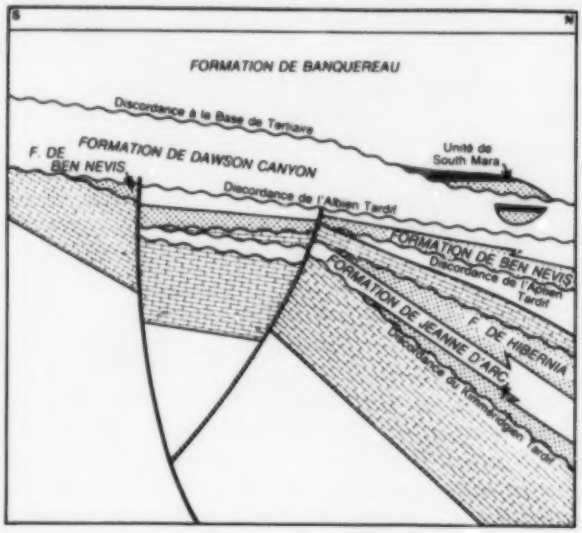

Figure 43. Coupe schématique illustrant le type de piège dans les grès du Crétacé supérieur et du Tertiaire du groupe des pièges stratigraphiques des zones pétrolières favorables.

grès de South Mara par le puits North Trinity H-71, foré en 1985. Des échantillons prélevés par appareil d'essai de Formation répété ont révélé que les hydrocarbures étaient constitués de pétrole lourd (11,9° API) ayant une odeur de H_2S. A la fin de 1986, on a récupéré dans le grès de South Mara, par le puits Whiterose L-61, du gaz et du condensat (70,4° API).

Résumé. Cette zone pétrolière favorable présente un très haut potentiel, étant donné la grande qualité des roches réservoirs, l'absence de failles et la faible profondeur d'enfouissement. Cependant, puisque le faciès est variable, la cartographie difficile, les parcours de migration limités et la dégradation des hydrocarbures possible, le potentiel de cette zone présente un risque élevé.

ÉVALUATION DES RESSOURCES TOTALES

La partie II des *Ressources pétrolières du bassin de Jeanne d'Arc et des environs Grand Banks, Terre Neuve* contient des évaluations des ressources totales en hydrocarbures de la région, établies à partir de la modélisation statistique des données portant sur les roches réservoirs et les pièges (à partir de données de puits et de données sismiques) pour chaque zone pétrolière favorable. Les ressources restantes ont également été évaluées en soustrayant les ressources découvertes des ressources totales (totales et potentielles) en hydrocarbures.

PARTIE II : POTENTIEL EN HYDROCARBURES

INTRODUCTION

Le présent rapport a été préparé pour le compte du Comité du potentiel pétrolier du Secrétariat d'évaluation des ressources pétrolières. Les évaluations des ressources ont été élaborées à partir d'études pluridisciplinaires menées par un groupe chargé d'analyser la géologie du pétrole du bassin de Jeanne d'Arc, en mettant l'accent sur les possibilités de piégeage des hydrocarbures. Le Groupe d'étude du bassin est composé de membres de l'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (OCTNHE), de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC), du ministère de l'Énergie de Terre-Neuve et de la Commission géologique du Canada (CGC). Ce sont : N.J. McMillan (président, CGC, Calgary); G.R. Campbell (ONE, Calgary); S. Gower (OCTNHE, St. John's); D. Hawkins (ministère de l'Énergie, St. John's); K.D. McAlpine (CGC, Dartmouth); G. Morrell (APGTC, Ottawa); D.F. Sherwin (OCTNHE, St. John's); I.K. Sinclair (OCTNHE, St. John's).

Le Sous-comité d'évaluation, chargé des évaluations des ressources contenues dans le présent rapport, était composé de : G.C. Taylor (président, CGC, Calgary); M.E. Best (CGC, Dartmouth); G.R. Campbell (APGTC, Ottawa); J.P. Hea (EMR, Ottawa); D. Henao (OCTNHE, St. John's); R.M. Procter (CGC, Calgary).

CADRE GÉOLOGIQUE

Le bassin de Jeanne d'Arc est situé dans les Grand Bancs de Terre-Neuve, à environ 300 km à l'est-sud-est de la ville de St. John's. Le plancher océanique est composé de croûte continentale datant de l'orogenèse appalachienne lorsqu'une série de dépôcentres mésozoïques et tertiaires se sont mis en place par réaction à l'expansion des terranes océaniques de l'Atlantique, et par la suite du Labrador. Le bassin de Jeanne d'Arc (fig. 44), le plus septentrional d'une série de bassins étroits et allongés à direction nord-est avec dépôcentres reliés entre eux, se prolonge vers le nord-est dans l'immense bassin de l'est de Terre-Neuve.

L'expansion océanique a débuté dans l'Atlantique sud durant le Jurassique inférieur et a progressé vers le nord. L'expansion de l'Atlantique du Nord a débuté durant le Crétacé inférieur, et avant le Crétacé supérieur, la séparation continentale était terminée. Les deux principaux cycles du stade de distension ont produit des biseaux de roches clastiques grossières qui ont rempli le bassin longitudinalement à partir du sud-est. Ces grès ont créé les principales roches réservoirs du bassin de Jeanne d'Arc. Les roches mères se sont déposées durant une période tranquille du Jurassique supérieur entre les cycles du stade de distension.

Les dépôts évaporitiques, qui ont été parmi les premiers dépôts des protobassins, ont réagi à un chargement de sédiments ultérieur en se déplaçant verticalement (et probablement horizontalement) provoquant la Formation de failles synsédimentaires par compensation de l'expulsion de sel. Ces failles, combinées aux failles tectoniques définissant le bassin, ont produit les pièges vers lesquels les hydrocarbures en cours de maturation ont pu migrer.

GÉOLOGIE DU PÉTROLE

En passant en revue la synthèse sur la géologie produite par le Groupe d'analyse du bassin ainsi que l'historique des travaux de forage et des découvertes, le comité a pu définir 15 zones d'exploration qui ont servi de cadre à l'évaluation des ressources en hydrocarbures du bassin. Ces zones ont été divisées en cinq groupes distincts et, même si l'analyse a été faite zone par zone, les données ont été rassemblées par groupe et ainsi présentées dans le présent rapport.

Le premier groupe de zones pétrolières, appelé le *groupe de la direction de faille transbassinale*, est composé de cinq zones distinctes qui correspondent à différents ensembles de roches réservoirs qui pourraient exister dans toute structure donnée au sein de la famille de structures définissant la direction transbassinale des failles (fig. 44). De même, le *groupe des marges du bassin* est composé de trois zones pétrolières distinctes qui correspondent à différents ensembles de roches réservoirs qui pourraient être présents dans toute structure associée à la famille de failles des marges du bassin. Les structures de ce groupe de zones sont situées des côtés est et ouest du bassin de Jeanne d'Arc (fig. 44). Les deux zones pétrolières favorables qui composent le *groupe de la dorsale* (fig. 44) sont définies géographiquement, séparées par la dépression de Ragnar à direction est-ouest. Dans la partie profonde du bassin, le *groupe du bassin de Jeanne d'Arc nord* comporte une zone pétrolière favorable associée à l'intrusion des diapirs salifères et à une autre, associée à

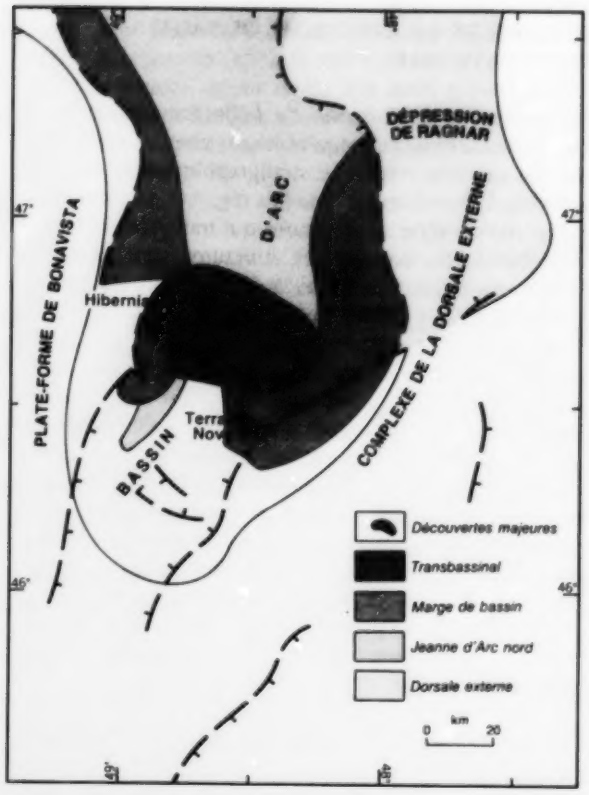

Figure 44. Carte ébauche figurant les limites des groupe de zones pétrolières favorables d'exploration et l'emplacement des principales découvertes.

des structures faillées complexes de cette partie du bassin (fig. 44). Le dernière zone, celles de *pièges stratigraphiques*, est composée de zones pétrolières favorables incluant des familles distinctes de pièges stratigraphiques (fig. 44)

ÉVALUATION DES RESSOURCES PÉTROLIÈRES

La présente évaluation vise à déterminer la quantité totale de pétrole que pourrait contenir la bassin de Jeanne d'Arc. Cette quantité, appelée richesses pétrolières du bassin, englobe tous les gisements découverts et tous ceux qui ne l'ont pas été (le potentiel) et que l'on peut inférer en se basant sur les connaissances acquises sur la géologie du bassin. La démarche systématique appliquée au processus d'évaluation (Podruski et al., 1988, p. 8-13) a permis de déterminer les ressources de chaque zone pétrolière favorable, notamment la dimension de tous les gisements possibles, qu'il aient été explorés ou non, et lorsque découverts, s'ils sont économiquement exploitables. Selon la méthode analytique, les gisements plus petits que ceux qui sont évidemment trop petits pour être économiquement attrayants, sont inclus pour protéger l'intégrité statistique du procédé.

La capacité de prédire la dimension d'un gisement faisant partie des ressources totales (découvertes et potentielles) constitue un aspect important de la méthodologie, étant donné que la dimension est un élément important de l'analyse économique subséquente. Aucune analyse économique n'a été entreprise dans le présent rapport. Cependant, dans la partie traitant des principaux groupes de zones pétrolières favorables, les ressources totales sont indiquées en fonction de trois classes de dimensions choisies arbitrairement. On indique le nombre de gisements et la quantité de pétrole prévue en utilisant les classes suivantes : plus de 100 millions de barils (16 10^6m^3), entre 25 et 100 millions de barils (4 et 16 10^6m^3) et moins de 25 millions de barils (4 10^6m^3). Il faut souligner que les valeurs de chacune des classes sont sans fondement dans le cadre d'une analyse économique réelle et qu'elles ne sont utilisées que pour donner une idée du volume des ressources.

Dans cette étude, on a davantage mis l'accent sur les ressources en pétrole que sur les ressources en gaz. Chaque zone pétrolière favorable d'exploration comportant des structures cartographiables, à l'exception des zones pétrolières favorables du type stratigraphique, a été soumise à une analyse pétrolière complète. Dans chaque cas, on a fait correspondre l'ensemble des volumes prévus des gisements aux résultats de découverte, et leur acceptabilité géologique a été vérifiée. Les zones stratigraphiques ont été évaluées en calculant le volume en pourcentage de la zone par rapport aux ressources totales du bassin, pourcentage basé sur le fait que, dans un bassin contenant des structures idéales, on peut s'attendre à trouver 15 % des ressources dans des pièges stratigraphiques. Dans les zones stratigraphiques, l'analyse des dimensions des champs n'a pas été faite. Les évaluations des ressources totales en pétrole de chaque zone pétrolière favorable ont été cumulées pour évaluer les ressources totales des groupes ainsi que celles du bassin en entier. Dans cette étude, on s'est limité à l'illustration et à le discussion des résultats relatifs aux ressources totales du bassin et aux composantes des ressources pétrolières des groupes les plus importants. Dans tous les cas, les ressources indiquées sont exprimées en volumes «techniquement récupérables» par opposition à volumes «en place». Par «techniquement récupérable», on entend la quantité d'hydrocarbures qui peut être produite à partir d'un

gisement par une récupérations primaire et secondaire normale (c'est à dire maintien de pression), en excluant les méthodes de récupération assistée plus exotiques.

RESSOURCES TOTALES DU BASSIN DE JEANNE D'ARC ET DES ENVIRONS

Les évaluations des ressources pétrolières dans le bassin de Jeanne d'Arc sont présentées à la figure 45. Les valeurs données correspondent à l'intervalle de confiance de 50 % prévu dans les évaluations, c'est-à-dire qu'il existe 75 % des chances que la quantité estimée soit d'au moins 3,3 milliards de barils (0,52 10^9m^3) et qu'il n'y a que 25 % des chances que la quantité totale dépasse 5,3 milliards de barils (0,84 10^9m^3) À noter qu'il existe des valeurs inférieures et supérieures à l'intervalle de confiance qui comportent elles aussi des niveaux de confiance. La figure fait également la distinction entre la partie des ressources totales qui ont été découvertes (1,2-1,7 milliards de barils; 0,19-0,27 10^9m^3) et les ressources potentielles (2,1-3,6 milliards de barils; 0,33-0,57 10^9m^3). La composante des ressources découvertes décrit l'incertitude qui entoure les valeurs médianes du tableau 2 pour chaque gisement découvert dans le bassin. Au total, 21 gisements ont été découverts dans 14 champs, totalisant 1,5 milliards de barils (0,24 10^9m^3) comme valeur médiane.

GROUPE DE LA DIRECTION DE FAILLE TRANSBASSINALE

Le groupe de la direction de faille transbassinale est composé de cinq zones pétrolières, chaque zone étant définie par une intervalle stratigraphique qui contient les roches réservoirs potentielles (fig. 44). Le groupe est défini par un série de structures qui traversent la région méridionale du bassin. Ces structures sont liées aux failles normales associées à l'expulsion de sel en profondeur ou à d'autres processus ayant un lien avec la distension. La plupart de ces failles sont des failles synsédimentaires à compartiment affaissé vers le bassin, même si un certain nombre de failles antithétiques importantes sont également présentes. Ayant connu une sédimentation différente, les ensembles de roches réservoirs ne sont pas toutes présentes dans une structure particulière. Cependant, il est possible que des gisements soient superposés dans ce groupe, comme dans Hibernia, Hebron et West Ben Nevis.

Ressources totales

Les ressources totales contenues dans les cinq zones pétrolières de ce groupe se situent, selon les estimations, entre 1,3 et 2,2 milliards de barils (0,21-0,35 10^9m^3) de pétrole techniquement récupérable (fig. 46). L'intervalle des valeurs indiquées

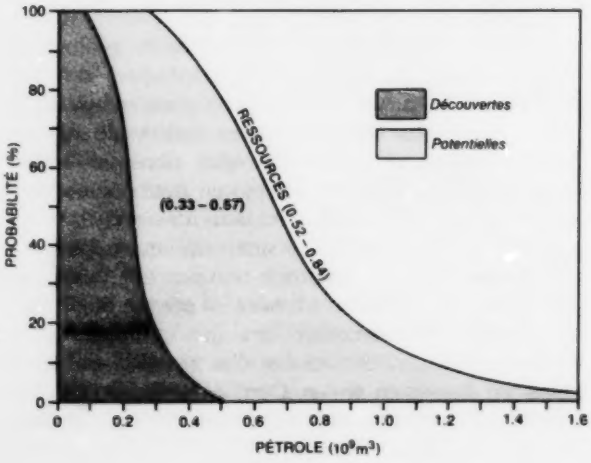

Figure 45. Distribution des ressources totales évaluées dans le bassin, subdivisées en ressources découvertes et en ressources potentielles. (Les nombres entre parenthèses : 10^9m^3.)

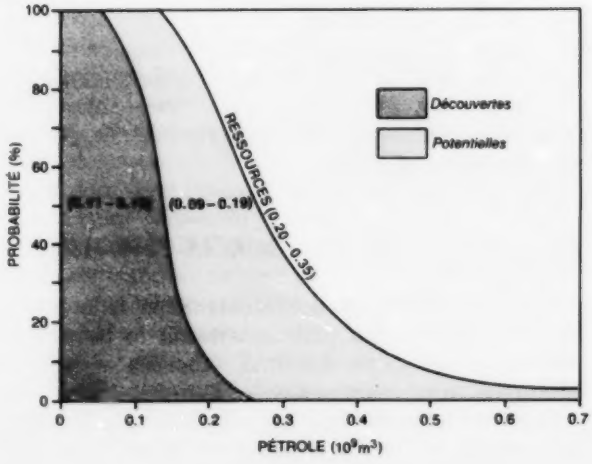

Figure 46. Distribution des ressources totales évaluées dans les cinq zones pétrolières du groupe de la direction de la faille transbassinale, subdivisées en ressources découvertes et ressources potentielles. (Les nombres entre parenthèses : 10^9m^3.)

correspond à un intervalle de confiance de 50 %, c'est à dire que pour la valeur la moins élevée, il y 75 % des chances que la valeur réelle soit aussi élevée, et que pour la valeur la plus élevée indiquée, il n'y a que 25 % des chances que la valeur réelle dépasse cette quantité.

Les ressources découvertes varient entre 700 et 1000 millions de barils (112-160 10^6m^3) de pétrole logés dans 13 découvertes importantes (tableau 2). Il s'agit de deux gisements dans le champ Hibernia et d'un autre dans le champ Hebron, qui contiennent plus de 100 millions de barils (16 10^6m^3).

TABLEAU 2

Découvertes de pétrole, de gaz et de gaz naturel liquéfié (éthane et supérieur)*

Nom du gisement	Formation	Pétrole 10^6m^3 (MMbbl)		Gaz 10^9m^3 (BCFI)		GNL 10^6m^3 (MMbbl)	
Groupe transbassinal							
Ben Nevis	Ben Nevis	3.0	(18.9)				
Ben Nevis	Eastern Shoals (niveau repère "A")			0.3	(10.1)	0.04	(0.27)
Ben Nevis	Hibernia (zone inf.)			6.2	(218.0)	4.62	(29.1)
Hebron	Ben Nevis	20.2	(127.0)				
Hebron	Hibernia (zone sup.)	7.2	(45.0)				
Hebron	Jeanne d'Arc	3.2	(19.9)	2.9	(102.0)		
Hibernia**	Avalon/Ben Nevis	28.9	(182.0)				
Hibernia***	Catalina	0.1	(0.6)	29.8	(1051.0)		
Hibernia**	Hibernia	76.9	(484.0)				
Hibernia	Jeanne d'Arc	0.8	(5.0)				
Nautilus		2.1	(13.2)	3.3	(115.0)	0.67	(4.2)
N. Ben Nevis		2.9	(18.4)	4.1	(144.0)	1.16	(7.3)
S. Mara		0.6	(3.6)				
W. Ben Nevis	Ben Nevis	0.6	(4.0)				
W. Ben Nevis	Eastern Shoals (niveau repère "A")	3.3	(21.0)				
Groupe des marges du bassin							
Bonne Bay		1.1	(6.9)				
Fortune		0.9	(5.6)				
Terra Nova		54.2	(341.0)				
Whiterose	Avalon/Ben Nevis	24.3	(152.6)	32.3	(1138.5)	7.17	(45.1)
Whiterose	Hibernia	3.4	(21.7)				
Groupe de la dorsale externe							
N. Dana				13.3	(470.0)	1.80	(11.3)
S. Tempest		1.3	(8.3)				
Trave				0.8	(30.0)	0.22	(1.4)
Groupe de Jeanne d'Arc du Nord							
Adolphus		0.3	(2.0)				
Groupe des pièges stratigraphiques							
Beothuk		0.4	(2.6)				
Mara		3.6	(22.9)				
Whiterose				9.0	(318.0)	1.58	(10.0)
Totaux		239.3	(1506)	101.9	(3597)	17.26	(109)

* Source : Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers

** L'évaluation volumétrique a été faite par l'APGTC, toutes les autres correspondent aux valuers médianes des distributions

*** Newfoundland Labrador Petroleum Directorship

Le potentiel pétrolier résiduel contenu dans ce groupe se situerait entre 600 et 1500 millions de barils (96-240 10^6m^3) de pétrole techniquement récupérable.

Les évaluations ont été préparées de façon à inclure une estimation des dimensions de chaque gisement prévu dans chaque zone pétrolière favorable. Ces informations sont résumées à la figure 47. On avait prévu la présence de quatre gisements contenant plus de 100 millions de barils (16 10^6m^3), et trois de ces gisements ont déjà été découverts. On avait prévu la présence de neuf autres gisements contenant entre 25 et 100 millions de barils (4-6 10^6m^3). Deux de ces gisements ont été découverts. Il est important de noter qu'environ 80 % des ressources totales en pétrole de ce groupe de zones devraient être logées dans des gisements de plus 25 millions de barils (4 10^6m^3). Un telle concentration de ressources est caractéristique des zones pétrolières favorables de la famille structurale.

Même si le présent rapport met surtout l'accent sur les ressources en pétrole, l'exploration de ce groupe de zones a permis de découvrir plus de 1,6 TCF (45,3 10^9m^3) de gaz liquéfié (tableau 2).

GROUPE DES MARGES DU BASSIN

Ce groupe est constitué de trois zones pétrolières favorables. Les principales cibles sont des roches réservoirs logées dans les grès d'Avalon/Ben Nevis, d'Hibernia et de Jeanne d'Arc. Le groupe est défini par une série de structures liées à la formation du bassin lui-même (fig. 44). La plupart de ces structures sont dues à des failles normales créées par l'extension de la croûte. Les travaux d'exploration dans ce groupe de zones pétrolières favorables ont été plutôt nombreux dans les structures bien documentées et réalisées par des levés de sismique réflexion suivant des trajectoires étroitement espacés et par une couverture tridimensionnelle quasi complète. On peut s'attendre à trouver, comme dans le groupe transbassinal, une superposition de gisements dans certaines structures. Comme les structures sont situées près des sites de sédimentation maximale en sable, les combinaisons de sable contre sable à travers les failles sont peut-être à l'origine de l'absence de roches barrières dans certains pièges, ce qui limite la dimension des accumulations potentielles. Cela semble être la cause du manque d'hydrocarbures dans certaines zones d'intérêt forées, en particulier au niveau du réservoir d'Hibernia.

Ressources totales

Les ressources totales dans ce groupe de zones pétrolières ont été évaluées entre 1,1 et 1,7 milliards de barils (0,17-0,27 10^9m^3) de pétrole techniquement récupérable (fig. 48). De ce total, entre 400 et 700 millions de barils (63,6-111,3 10^6m^3) répartis dans cinq gisements (tableau 2) ont déjà été découverts.

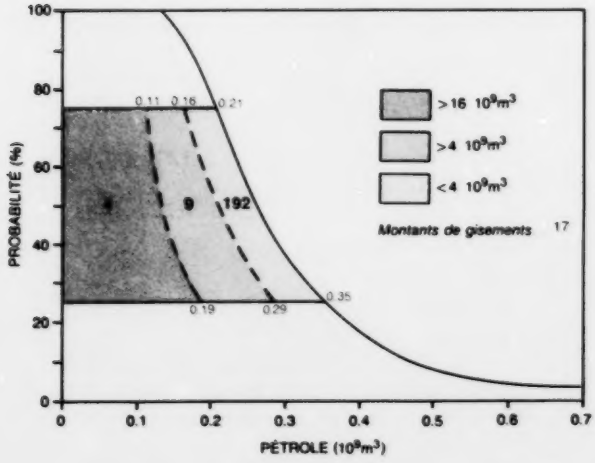

Figure 47. Distribution des ressources totales évaluées dans le groupe de la direction de faille transbassinale illustrant les quantités et les parties des ressources prévues dans des gisements de dimension spécifique.

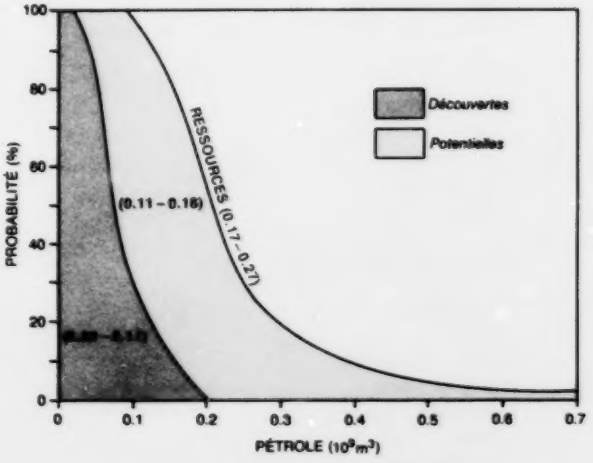

Figure 48. Distribution des ressources totales évaluées dans les trois zones pétrolières du groupe des marges du bassin, subdivisées en ressources découvertes et en ressources potentielles.

Deux de ces gisements, un à Whiterose, l'autre à Terra Nova, contiennent plus de 100 millions de barils (16 10^6m^3) de gaz. On a également découvert à Whiterose environ 1,1 TCF (31 10^9m^3) de gaz et 45 millions de barils (7,2 10^6m^3) de gaz liquéfié.

Les évaluations du potentiel dans ce groupe de zones pétrolières favorable indiquent qu'il reste entre 700 et 1000 millions de barils (0.11-0.16 10^9m^3) à découvrir (fig. 48). Selon les évaluations de la dimension des gisements, il devrait exister trois gisements dépassant les 100 millions de barils (16 10^6m^3) de pétrole récupérable (fig. 49). On a déjà découvert deux de ces trois gisements. Dans la catégorie des 25 à 100 millions de barils (4-16 10^6m^3), on prévoit trouver 11 gisements dont un seulement a été découvert. Comme le groupe transbassinal, le groupe des marges du bassin serait caractérisé par une forte concentration des ressources totales dans un nombre limité de grands gisements.

GROUPE DE LA DORSALE

Deux zones pétrolières favorables, définies à partir de critères géographiques, composent le groupe de la dorsale. La zone favorable de la dorsale externe a été définie de façon à inclure les gisements et les zones d'intérêt contenus dans des structures situées dans la partie centrale du complexe d'Outer Ridge. Elle est séparée de la zone septentrionale le long de l'axe de la dépression de Ragnar. Les deux zones comportent des structures faillées complexes où les roches réservoirs potentielles sont des grès des formations de Voyager ou de Rankin ou les deux. Des levés de sismique réflexion relativement complets ont permis de définir la plupart des structures qui ont tendance à être fragmentées. Les grès réservoirs ont tendance à être plus minces dans le complexe d'Outer Ridge que dans le bassin de Jeanne d'Arc lui-même. Même si les grès réservoirs potentiels encadrent le principal intervalle de roche mère de la région, la qualité et la maturité des roches mères sont mal déterminées.

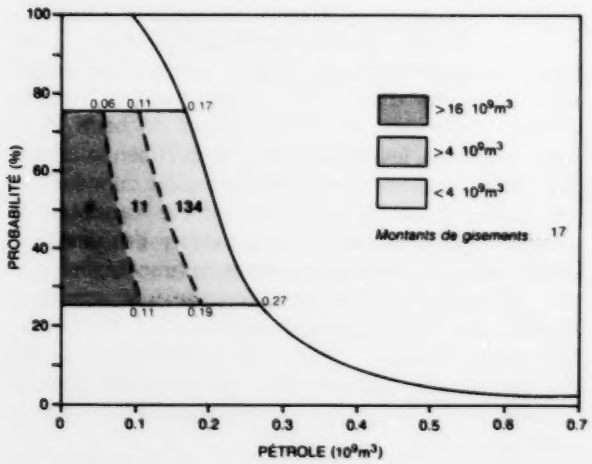

Figure 49. Distribution des ressources totales évaluées du groupe des marges du bassin, illustrant les quantités et les parties des ressources prévues dans des gisements de dimension spécifique.

Ressources totales

Les ressources totales évaluées de ce groupe de zones favorable s'élèvent de 210 à 330 millions de barils (33,4-52,5 10^6m^3). Compte tenu de la grande incertitude des données géologiques recueillies dans ces zones, la répartition du potentiel atteint une valeur maximale qui dépasse le milliard de barils, ce qui pourrait, bien qu'invraisemblablement, être le cas.

Les ressources de pétrole découvertes s'élèvent de 6 à 11 millions de barils (1,0-1,7 10^6m^3) dans un gisement et dans deux autres gisements contenant environ 500 BCF (14 10^6m^3) de gaz et 13 millions de barils (2,1 10^6m^3) de liquides associés (tableau 2).

On a évalué que le potentiel de ce groupe de zones se situe entre 204 et 220 millions de barils (32-35 10^6m^3) de pétrole techniquement récupérable.

GROUPE DU BASSIN DE JEANNE D'ARC DU NORD

Deux zones pétrolières composent le groupe du bassin de Jeanne d'Arc du Nord. Ce sont deux zones structurales. La zone des diapirs comprend deux familles de zones d'intérêt, l'une associée aux diapirs eux-mêmes, l'autre à un groupe de structures faillées qui semblent avoir été touchées soit par l'expulsion de sel ou l'épaississement du sel en profondeur. La seconde zone comprend des zones d'intérêt faillées associées au horst situé dans le bassin de Jeanne d'Arc au nord du 47°N de latitude ainsi que des zones d'intérêt supplémentaires dans des blocs faillés inclinés longeant la marge occidentale du bassin. Le principal risque que présentent ces zones est que l'on ne sait pas s'il y avait des réservoirs dont l'épaisseur nette était suffisante pour que des gisements d'importance puissent s'y former.

Ressources totales

Selon les évaluations, les ressources totales du bassin de Jeanne d'Arc du Nord se situeraient entre 70 et 93 millions de barils (11-15 10^6m^3). La répartition complète du potentiel de ce groupe de zones comporte une valeur maximale élevée (dépassant 240 millions de barils [38 10^6m^3]) reflétant le degré d'incertitude face aux données géologiques actuelles. Contrairement à la plupart des autres parties du bassin, la grande partie de la zone n'a été l'objet que de levés de sismique réflexion de reconnaissance.

Une seule découverte a été faite dans ce groupe de zones : au puits Adolphus dans un grès mince juste au-dessous du calcaire de Petrel où l'on a relevé environ deux millions de barils de pétrole. Le potentiel de ce groupe varie, selon les estimations, entre 67 et 91 millions de barils (11-14 10^6m^3) de pétrole techniquement récupérable. Selon la présente analyse (basée sur des données limitées), aucune accumulation ne devrait exister dans des gisements dont le volume dépasserait les 25 millions de barils (4 10^6m^3).

GROUPE DES PIÈGES STRATIGRAPHIQUES

Dans tous les bassins pétroliers, une partie des hydrocarbures piégés se trouvent dans des pièges stratigraphiques. Aux endroits où il y a eu peu ou pas de découvertes, il est difficile d'évaluer le potentiel d'un bassin donné. D. Klemme (comm. pers.) a tenté de classifier les bassins en fonction de leur type structural et de corréler le type de bassin à la nature des occurrences d'hydro carbures. En ce qui concerne les bassins fortement structurés, comme le bassin de Jeanne d'Arc, il a évalué que 15 % des ressources totales pourraient occuper des zones stratigraphiques. La présente analyse est basée sur cette hypothèse. Trois types de zones stratigraphiques ont été considérées dans l'analyse : a) le biseau de grès de Jeanne d'Arc dans les marges du bassin; 2) le sous-affleurement de grès réservoir du Crétacé inférieur à l'emplacement des discordances crétacées; et 3) du grès entouré de shale sous forme de sédiments de chenal ou de cône sous-marin dans les sédiments de remplissage du Crétacé supérieur et du Tertiaire inférieur du bassin.

Ressources totales

Les richesses totales évaluées dans le groupe des pièges stratigraphiques varient entre 300 et 1000 millions de barils (48-159 10^6m^3) de pétrole techniquement récupérable. Comme il se peut qu'une roche réservoir particulière soit le principal récepteur des hydrocarbures, le potentiel du faible niveau de probabilité de la distribution est très élevé.

Les découvertes d'hydrocarbures sont réparties dans deux gisements de pétrole totalisant 25,5 millions de barils (4 10^6m^3) et un gisement de gaz contenant 318 BCF (9 10^9m^3) de gaz et 10 millions de barils (1,6 10^6m^3) de gaz naturel liquéfié associé (tableau 2).

On a évalué le potentiel restant à une quantité variant entre 275 et 975 millions de barils (44-155 10^6m^3) de pétrole techniquement récupérable. Aucune évaluation de la dimension des gisements n'a cependant été faite.

COMPARAISON AVEC L'ÉVALUATION PRÉCÉDENTE

La dernière évaluation des ressources en pétrole et en gaz du bassin de Jeanne d'Arc a été publiée dans l'Étude 83-31 de la CGC sous le titre *Ressources en pétrole et en gaz du Canada* (Procter et al., 1984). Dans la section «Plate-forme de l'est de Terre-Neuve» de ce travail, on évalue les ressources totales à 2,9 milliards de barils, selon un niveau de confiance élevé (95 % de probabilité), et à 17 milliards de barils (0,46-2,7 10^9m^3), selon un niveau de confiance faible (5 %). Les prévisions moyennes s'éle vaient à 8,9 milliards de barils (1,41 10^9m^3). Dans le présent rapport, les valeurs correspondantes sont les suivantes : niveau élevé de confiance de 2,3 milliards de barils (0,37 10^9m^3), niveau de confiance faible de 8,6 milliards de barils (1,37 10^9m^3) et valeur moyenne de 4,7 milliards de barils (0,75 10^9m^3). À l'époque de l'évaluation précédente, les réserves du champ Hibernia étaient évaluées à un peu plus d'un milliard de barils (0,16 10^9m^3). Depuis, les réserves du champ Hibernia ont été révisées à la baisse; plusieurs cibles alors connues ont été testées mais les résultats ont été variables; la quantité et la qualité des données de sismique réflection ont considérablement augmenté; et nos connais sances du cadre géologique se sont accrues et la définition des zones pétrolières s'est améliorée. Chacun de ces faits ont contribué à diminuer fortement les quantités de pétrole et de gaz évaluées dans le bassin comme l'indique l'évaluation contenue dans le présent rapport.

RÉSUMÉ ET CONCLUSIONS

Les travaux d'exploration accomplis à ce jour dans le bassin de Jeanne d'Arc et des environs ont été très

concluants. Le forage d'environ de 40 puits d'exploration a permis de découvrir 21 gisements de pétrole et 11 gisements de gaz dans 17 champs. On a ainsi découvert l'immense champ Hibernia dont les réserves s'élèvent à environ 670 millions de barils (106 10^6m^3) ainsi que le champ Terra Nova contenant environ 350 millions de barils (56 10^6m^3) de pétrole. Les deux groupes de zones qui contiennent ces gisements, le groupe de la direction de faille transbassinale et le groupe des marges du bassin, ont donné lieu à un taux de découverte d'environ 40 %, ce qui est remarquable pour un bassin situé dans une région pionnière. Les découvertes et le potentiel des cinq groupes de zones sont résumés au tableau 3. À ce jour, les découvertes correspondent à un total de 1506 millions de barils (240 10^6m^3) de pétrole; 3597 BCF (102 10^6m^3) de gaz naturel; et 109 millions de barils (17 10^6m^3) de gaz naturel liquéfié (toutes des valeurs médianes). De plus, on a évalué que le bassin devrait contenir des ressources en pétrole non découvertes variant entre 2,1 et 3,6 milliards de barils (0,33-0,57 10^9m^3) (intervalle de confiance de 50 %) pour une valeur probable moyenne de 3,0 milliards de barils (0,48 10^9m^3).

Pour que les résultats de la présente analyse soient traités dans une perspective plus utile, en mettant l'accent sur la principale zone d'intérêt, l'évaluation des ressources de pétrole des quatre groupes de zones de type structural (c'est-à-dire excluant le groupe des zones stratigraphiques) est présentée à la figure 50. Les ressources quantifiées, variant entre 3,0 et 4,3 milliards de barils (0,48-0,68 10^9m^3), correspondent aux ressources associées aux zones pétrolières qui ont été les principales cibles d'exploration à ce jour. Ces zones devraient contenir les principales cibles de la prochaine phase d'exploration. La répartition des gisements par dimension dans les zones structurales (fig. 50) est d'autant importante qu'elle permet de mesurer la potentiel du bassin sur le plan des zones d'intérêt commercialement attrayantes pour les travaux de forage futurs. La figure montre une forte concentration des ressources en pétrole (40 % des ressources prévues) dans sept gisements contenant chacun plus de 100 millions de barils (16 10^6m^3). Cinq de ces gisements ont déjà été découverts. La catégorie de dimension suivante qui comprend les gisements de 25 à 100 millions de barils (4-16 10^6m^3) devrait contenir un milliard de barils répartis dans 23 gisements, dont trois d'entre eux ont déjà été découverts. À noter que les deux catégories dépassant les 25 millions de barils devraient contenir environ les deux-tiers du pétrole associé aux zones structurales dans seulement 30 gisements. L'autre tiers des ressources devrait être réparti dans plus de 400 gisements. Les cibles qui pourraient contenir la plus grande proportion de gisements non découverts, lesquels se situent sûrement dans les deux catégories comportant plus de 25 millions de barils (4 10^6m^3), pourraient être déterminées avec les données actuelles.

En conclusion, les points suivants sont considérés appropriés, compte tenu de la présente analyse des ressources en pétrole et en gaz du bassin de Jeanne d'Arc :

TABLEAU 3

Résumé des valeurs prévues des ressources en pétrole découvertes et des ressources potentielles par groupe de zones pétrolières favorables dans le bassin de Jeanne d'Arc

Groupe de zones	Pétrole 10^9 bbl (10^9m^3) découverte	potentiel
Direction de faille transbassinale	0.943 (0.150)	0.903 (0.144)
Marges du bassin	0.528 (0.084)	1.056 (0.168)
Dorsale externe	0.008 (0.001)	0.294 (0.047)
Bassin de Jeanne d'Arc du Nord	0.002 (0.000)	0.079 (0.013)
Pièges stratigraphiques	0.026 (0.004)	0.653 (0.014)

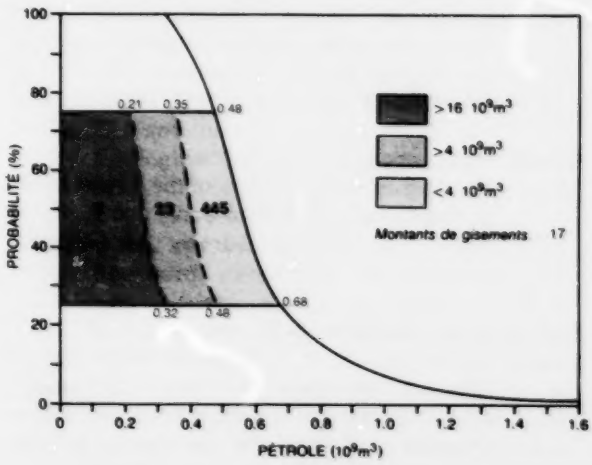

Figure 50. Distribution des évaluations des ressources totales dans les zones structurales illustrant la quantité et les parties des ressources que devraient contenir les gisements de dimensions spécifiées.

1. Même si l'évaluation actuelle des ressources en pétrole du bassin donnent des chiffres considérablement moins élevés que l'évaluation de 1983 (Procter et al., 1984), le bassin demeure une zone d'intérêt prometteuse.

2. Les ressources potentielles non découvertes, variant entre environ 3,0 milliards de barils (0,48 $10^9 m^3$), en particulier la partie qui devrait être répartie dans deux gisements de plus de 100 millions de barils (16 $10^6 m^3$) et dans 20 gisements de plus de 25 millions de barils (4 $10^6 m^3$), constitue une raison suffisante pour poursuivre l'exploration du bassin.

BIBLIOGRAPHIE

Amoco Canada Petroleum Company Ltd. and Imperial Oil Ltd.
1973: Regional geology of the Grand Banks. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 21, p. 479–503.

Arthur, K.R., Cole, D.R., Henderson, G.G.L. and Kushnir, D.W.
1982: Geology of the Hibernia discovery. *In* The Deliberate Search for the Subtle Trap, M.T. Halbouty (ed.); American Association of Petroleum Geologists, Memoir 32, p. 181–195.

Bentley, C.R. and Worzel, J.L.
1956: Geophysical investigations in the emerged and submerged Atlantic coastal plain: Part X, continental slope and continental rise south of the Grand Banks. Geological Society of America, Bulletin, v. 67, p. 1–18.

Bower, M.E.
1961: Sea magnetometer surveys of the Grand Banks of Newfoundland, Burgeo Bank, and St. Pierre Bank. Geological Survey of Canada, Paper 61-30, 11 p.

Brown, D.M., McAlpine, K.D. and Yole, R.W.
1989: Sedimentology and sandstone diagenesis of Hibernia Formation in Hibernia Oil Field, Grand Banks of Newfoundland. American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, v. 73, p. 557–575.

Bujak Davies Group
1987: Palynological biostratigraphy of the interval 395-4203 m, Panther P-52, Grand Banks. Geological Survey of Canada, Open File 1876.

CNOPB (Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board)
1988: Schedule of Wells, Newfoundland Offshore Area.

1989: Annual Report 1988–1989.

1990: Schedule of Wells, Newfoundland Offshore Area.

Creaney, S. and Allison, B.H.
1987: An organic geochemical model of oil generation in the Avalon/Flemish Pass subbasins, east coast Canada. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 35, p. 12–23.

Drake, C.L., Heirtzler, J. and Hirshman, J.
1963: Magnetic anomalies off eastern North America. Journal of Geophysical Research, v. 68, p. 5259–5275.

Enachescu, M.R.
1986: Integrated geophysical study of Newfoundland continental margin (east coast Canada). (Abstract.) Society of Exploration Geophysicists Fifty-Sixth Annual International Meeting and Exposition, Expanded Abstracts, p. 488–492.

1987: The tectonic and structural framework of the northeast Newfoundland continental margin. *In* Sedimentary Basins and Basin-Forming Mechanisms, C. Beaumont and A.J. Tankard (eds.); Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 12, p. 117–146.

Ewing, J. and Ewing, M.
1959: Seismic refraction measurements in the Atlantic Ocean basin, in the Mediterranean Sea, on the mid-Atlantic Ridge, and in the Norwegian Sea. Geological Society of America, Bulletin, v. 70, p. 291–317.

Grant, A.C.
1971: Geological and geophysical results bearing upon the structural history of the Flemish Cap region. Earth Science Symposium on Offshore Eastern Canada, February, 1971. (Abstracts)

Grant, A.C. and McAlpine, K.D.
1990: The continental margin around Newfoundland. *In* Geology of the Continental Margin Off Eastern Canada, M.J. Keen and G.L. Williams (eds.); Geological Survey of Canada, Geology of Canada, no. 2, and the Geology of North America; Geological Society of America, v. I-1, p. 239–292.

Grant, A.C., McAlpine, K.D. and Wade, J.A.
1986a: The continental margin of eastern Canada; geological framework and petroleum potential. *In* Future Petroleum Potential Provinces of the World, M.T. Halbouty (ed.); American Association of Petroleum Geologists, Memoir 40, p. 177–205.

1986b: Offshore geology and petroleum potential of eastern Canada. Energy Exploration and Exploitation, v. 4, p. 5–52.

Hood, P.J. and Godby, E.A.
1965: Magnetic profile across the Grand Banks and Flemish Cap off Newfoundland. Canadian Journal of Earth Sciences, v. 2, p. 85–92.

Hubbard, R.J., Pape, J. and Roberts, D.G.
1985: Depositional sequence mapping to illustrate the evolution of a passive continental margin. *In* Seismic Stratigraphy II, O.R. Berg and D.C. Woolverton (eds.); American Association of Petroleum Geologists, Memoir 39, p. 93–115.

Jansa, L.F. and Wade, J.A.
1975a: Paleogeography and sedimentation in the Mesozoic and Cenozoic, southeastern Canada. *In* Canada's Continental Margins and Offshore Petroleum Exploration, C.J. Yorath, E.R. Parker, and D.J. Glass (eds.); Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 4, p. 79–102.

1975b: Geology of the continental margin off Nova Scotia and Newfoundland. *In* Offshore Geology of Eastern Canada, W.J.M. van der Linden and J.A. Wade (eds.); Geological Survey of Canada, Paper 74-30, p. 51–105.

Keen, C.E., Boutilier, R., de Voogd, B., Mudford, B. and Enachescu, M.
1987: Crustal geometry and extensional models for the Grand Banks, eastern Canada; constraints from deep seismic reflection data. *In* Sedimentary Basins and Basin-Forming Mechanisms, C. Beaumont and A.J. Tankard (eds.); Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 12, p. 101–115.

McAlpine, K.D.
1990: Mesozoic stratigraphy, sedimentary evolution, and petroleum potential of the Jeanne d'Arc Basin, Grand Banks of Newfoundland. Geological Survey of Canada, Paper 89-17, 50 p.

McAlpine, K.D., Bell, J.S., Avery, M.P., Snowdon, L.R. and Brooks, P.W.
1986: Hydrocarbon generation in the Jeanne d'Arc Basin, offshore Newfoundland. (Abstract.) Geological Survey of Canada Forum — Activities on Oil and Gas in Canada, Program with Abstracts, p. 11.

McAlpine, K.D. and Edwards, A.
1988: The Mesozoic stratigraphy of the Jeanne d'Arc Basin. (Abstract.) Geological Association of Canada, Program with Abstracts, v. 13, p. A81.

McKenzie, R.M.
1981: The Hibernia — a classic structure. Oil and Gas Journal, September 21, v. 79, p. 240–246.

Podruski, J.A., Barclay, J.E., Hamblin, A.P., Lee, P.J., Osadetz, K.G., Procter, R.M. and Taylor, G.C.
1988: Conventional oil resources of Western Canada (light and medium), Part I. Geological Survey of Canada, Paper 87-26, 149 p.

Powell, T.C.
1984: Hydrocarbon-source relationships, Jeanne d'Arc and Avalon basins, offshore Newfoundland. Geological Survey of Canada, Open File Report 1094, 12 p.

Press, F. and Beckmann, W.C.
1954: Geophysical investigations in the emerged and submerged Atlantic Coastal Plain: Part VIII, Grand Banks and adjacent shelves. Geological Society of America, Bulletin, v. 65, p. 299–313.

Procter, R.M., Taylor, G.C. and Wade, J.A.
1983: Oil and natural gas resources of Canada. Geological Survey of Canada, Paper 83-31, 59 p.

Sheridan, R.E. and Drake, C.L.
1968: Seaward extension of the Canadian Appalachians. Canadian Journal of Earth Sciences, v. 5, p. 337–373.

Sherwin, D.F.
1973: Scotian Shelf and Grand Banks. *In* The Future Petroleum Provinces of Canada, R.G. McCrossan (ed.); Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 1, p. 519–559.

Sinclair, I.K.
1988: Evolution of Mesozoic–Cenozoic sedimentary basins in the Grand Banks area of Newfoundland and comparison with Falvey's (1974) rift model. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 36, p. 255–273.

Swift, J.H. and Williams, J.A.
1980: Petroleum source rocks, Grand Banks areas. *In* Facts and Principles of World Petroleum Occurrence, A.D. Miall (ed.); Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 6, p. 567–588.

Tankard, A.J. and Welsink, H.J.
1987: Extensional tectonics and stratigraphy of Hibernia oil field, Grand Banks, Newfoundland. American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, v. 71, p. 1210–1232.

in press: Extensional tectonics and stratigraphy of the Mesozoic Grand Banks of Newfoundland. *In* Triassic–Jurassic Rifting and Opening of the Atlantic, W. Manspeizer (ed.); Amsterdam, Elsevier Science Publishers.

Verrill, A.E.
1878: Occurrence of fossiliferous Tertiary rocks on the Grand Banks and Georges Bank. American Journal of Science, Series 3, v. 16, p. 323–324.

von der Dick, H., Meloche, J.E., Dwyer, J. and Gunther, P.
1989: Source rock geochemistry and hydrocarbon generation in the Jeanne d'Arc Basin and Grand Banks, offshore Eastern Canada. Journal of Petroleum Geology, v. 12, p. 51–68.